

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**DISEÑO E INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE  
PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO CON AGUA DE  
ENFRIAMIENTO DE TANQUES DE  
ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES DEL  
TERMINAL CALLAO – VOPAK**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECÁNICO**

**MANUEL ROLANDO TONG CHIOK  
PROMOCIÓN 1975-II  
LIMA - PERÚ  
2015**

**DEDICATORIA**

**A mi esposa Gladys y mis hijos Manuel Antonio y Javier Rolando  
Por su gran apoyo incondicional**

## **Agradecimientos**

Deseo expresar mis agradecimientos: A los Ingenieros Manuel Villavicencio Chávez e Israel Salazar Bellido por las valiosas sugerencias y aportes al presente trabajo y a todos nuestros docentes de la Facultad de Ingeniería Mecánica, quienes con su empeño, trabajo y dedicación forman a los futuros ingenieros del Perú.

## **TABLA DE CONTENIDOS**

<b>PRÓLOGO.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>4</b>
<b>1. INTRODUCCION.....</b>	<b>4</b>
1.1. Antecedentes .....	5
1.1.1. Antecedente 1 .....	5
1.1.2. Antecedente 2.....	6
1.2. Objetivo Principal .....	6
1.3. Objetivos secundarios.....	7
1.3.1. Cálculos Hidráulicos.....	7
1.3.2. Demanda de caudal de enfriamiento por cada tanque .....	7
1.3.3. Cálculo y selección de boquillas aspensoras .....	7
1.3.4. Diseño de arreglos de tuberías .....	8
1.4. Justificación .....	8
1.5. Alcances del Informe de Competencia .....	8
1.6. Fuentes de Información .....	9
1.6.1. Legislación nacional .....	9
1.6.2. Normas Internacionales: .....	10
<b>CAPITULO 2.....</b>	<b>12</b>
<b>2. MEMORIA DESCRIPTIVA TERMINAL CALLAO VOPAK.....</b>	<b>12</b>
2.1. Ubicación y dirección de las instalaciones .....	12
2.2. Descripción del Terminal .....	12
2.2.1. Instalaciones de Recepción .....	14
2.2.2. Instalaciones de almacenamiento de producto .....	15
2.2.3. Instalaciones de despacho, Aditivación y mezcla .....	17
2.2.4. Sistema contra-incendios .....	18
<b>CAPITULO 3.....</b>	<b>23</b>
<b>3. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y DETERMINACIÓN DE LA HIPÓTESIS DE TRABAJO.....</b>	<b>23</b>
3.1. Identificación del Problema .....	23
3.2. Hipótesis de trabajo .....	24

<b>CAPITULO 4</b> .....	<b>27</b>
<b>4. FUNDAMENTO TEORICO</b> .....	<b>27</b>
4.1. Definiciones .....	27
4.2. Cálculo hidráulico de pérdidas de presión en tuberías y accesorios – Fórmula de Hazen - Williams.....	31
4.3. Teorema de Bernoulli .....	33
4.4. Cálculo de aspersores .....	34
4.5. Normativa Referencial.....	38
<b>CAPITULO 5</b> .....	<b>39</b>
<b>5. CÁLCULOS DEL SISTEMA DE ANILLOS</b> .....	<b>39</b>
5.1. Consideraciones del Cálculo.....	39
5.1.1. Requerimientos de los sistemas para tanques de techo fijo o flotante....	39
5.1.2. Requerimientos de los sistemas para tanques de GLP y a presión .....	40
5.1.3. Otras consideraciones .....	40
5.2. Dimensiones de los Tanques y equipos existentes.....	40
5.3. Resultados.....	42
5.3.1. Resultados Flujo de Enfriamiento por Tanque.....	42
5.3.2. Resultados Volumen de Agua necesario para el escenario más critico ..	45
5.3.3. Resultados de Cálculo Hidráulico .....	47
5.3.4. Cálculo de pérdidas en tuberías .....	47
5.3.5. Distancia entre aspersores (L) .....	56
<b>CAPITULO 6</b> .....	<b>58</b>
<b>6. INSTALACION DEL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO</b> .....	<b>58</b>
6.1. Procedimiento De Fabricación De Tuberías Soldables .....	62
6.1.1. Requisitos.....	62
6.1.2. Ejecución.....	64
6.2. Procedimiento De Líquidos Penetrantes .....	65
6.2.1. Material examinado .....	65
6.2.2. Preparación Superficial.....	66
6.2.3. Método de aplicación del líquido penetrante y tiempo de penetración ..	66
6.2.4. Descripción de la ejecución del examen .....	67
6.2.5. Registro de los resultados .....	68
6.3. Procedimiento De Fabricación Estructuras Metálicas.....	71
6.3.1. Materiales.....	71
6.3.2. Fabricación.....	72
6.4. Especificaciones De Arenado Y Chorreado .....	74
6.4.1. Definiciones .....	74
6.4.2. Requisitos.....	75

6.4.3.	Condiciones Ambientales, equipos y preparación .....	76
6.4.4.	Tipos de chorreado .....	77
6.4.5.	Registros .....	78
6.5.	Procedimiento De Prueba Hidrostática .....	78
6.5.1.	Requisitos.....	79
6.5.2.	Fluido de prueba, equipos de prueba y materiales .....	80
6.5.3.	Registro de Pruebas: .....	82
6.6.	Procedimiento De Aplicación De Pintura .....	82
6.6.1.	Requisitos necesarios.....	82
6.6.2.	Procedimiento de aplicación .....	83
6.6.3.	Pintura de mantenimiento .....	85
6.6.4.	Registros .....	86
6.6.5.	Responsabilidades .....	86
<b>CAPITULO 7 .....</b>		<b>87</b>
<b>7. COSTOS DE INVERSION DEL PROYECTO .....</b>		<b>87</b>
<b>CAPITULO 8.....</b>		<b>90</b>
<b>8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>		<b>90</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>		<b>94</b>
<b>APENDICES.....</b>		<b>95</b>
Apéndice 1: Layout General Terminal Vopak .....		95
Apéndice 2: Layout Tanque 1A.....		95
Apéndice 3: Anillo de Enfriamiento Tanque 1A.....		95

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Plano de planta del Terminal Callao Vopak (2012).....	13
Figura 3.1. Diagrama Medios Fines del Informe.....	25
Figura 4.1. Válvula de diluvio .....	31
Figura 4.2. Rociador marca Viking .....	35
Figura 4.4. Curva del fabricante para determinar el K a partir de la descarga .....	36
Figura 4.5. Perfil de descarga de un aspersor.....	36
Figura 4.6. Perfil de descarga a partir de la distancia longitudinal.....	37
Figura 5.1. Curva Q vs H Bomba Patterson .....	42
Figura 5.2. Valores c para tubería, formula Hazen – Williams .....	47
Figura 5.3. Carta de equivalencias de longitudes de tubería .....	48
Figura 6.1. Interconexión de Nueva red al Tanque 1A.....	58
Figura 6.2. Arreglo de válvula de diluvio .....	59
Figura 6.3. Vista de corte Detalle del manifold de válvula.....	60
Figura 6.3. Vista de corte Detalle del manifold de válvula.....	60
Figura 6.4. Tanque 1A y anillo de Enfriamiento .....	61
Figura 6.5. Preparación de la tubería .....	63
Figura 6.6. Angulo y tolerancias .....	63
Figura 6.7 Identificación de defectos.....	69
Figura 7.1 Representación porcentual del Capex .....	89

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Características de los tanques Terminal Callao .....	16
Tabla 5.1. Dimensiones de los tanques de almacenamiento .....	41
Tabla 5.2. Resultados flujos de enfriamiento .....	44
Tabla 5.3. Tiempos de enfriamiento .....	45
Tabla 5.4. Resultados volumen de agua.....	46
Tabla 5.5. Calculo previo para tanque 1A.....	50
Tabla 5.6. Caculo hidráulico según NFPA 15 tanque 1A .....	51
Tabla 5.7. Resultados de Boquillas.....	55
Tabla 5.8. Espaciamento entre boquillas por tanque .....	56
Tabla 6.1. Ajuste de amperaje de máquina de soldar .....	64
Tabla 6.2. Datos del limpiador removedor para tintes penetrantes .....	66
Tabla 7.1. Resumen del capex del proyecto.....	88
Tabla 7.2. Desglose de costos administrativos del Capex .....	89



## PRÓLOGO

El terminal de abastecimiento de combustible ubicado en la provincia constitucional del Callao (denominado Terminal Callao); actualmente de propiedad de Petróleos del Perú, fueron antes del año 1968, dos terminales de almacenamiento de combustibles líquidos, uno de propiedad de la empresa Lobitos Petroleum (zona 1, Av Néstor Gambetta) y el otro de la empresa International Petroleum Company (zona 2, Av. Contralmirante Mariategui).

Ambas plantas fueron diseñadas con protecciones contra incendios de espuma para ataque de los tanques verticales atmosféricos y red de agua contra incendio presurizada para enfriamiento de tanques mediante monitores fijos y portátiles; así como para los hidrantes que se conectan a las mangueras y sus respectivos pitones de chorro y niebla distribuidos por toda la planta.

Con el Reglamento de Seguridad para Plantas de Abastecimiento de Hidrocarburos, aprobado con DS-052-93 EM, artículo 88 literal C, se hizo obligatorio el empleo de dispositivo rociador de agua de enfriamiento para los tanques mayores de 1000 metros cúbicos, que almacenen líquidos clase I y II. Lo cual fue refrendado también, por el DS 043-2007 EM, Reglamento de seguridad en actividades de hidrocarburos.

El presente trabajo consiste en el “Diseño de un sistema de protección contra incendio con agua de enfriamiento de tanques de almacenamiento de combustibles en el Terminal Callao”, para cumplir la normativa local.

En el capítulo 1, se mencionan los antecedentes del informe de competencia profesional, mencionando algunos trabajos previos y las referencias de aplicación existentes, los cuales de alguna forma guiaron el presente informe. Se plantean los objetivos del presente informe de competencia profesional, así como se explica la justificación y alcances del informe; para finalmente indicar las fuentes de información que se emplearon para el desarrollo del presente trabajo.

En el capítulo 2, se describen las instalaciones existentes del terminal callao, de propiedad de Petróleos del Perú, operado hasta fines de agosto del año 2014 por Vopak Perú S.A.; lugar para donde se diseña el sistema de agua de enfriamiento de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos.

En el capítulo 3, se describe el diseño del sistema de protección contra incendio con agua de enfriamiento de tanques de almacenamiento de combustibles en el Terminal Callao; se realiza la identificación del problema, dando detalles de cuáles son los límites dentro de los cuales se desea enmarcar este trabajo. Una vez detallado el problema se expone la hipótesis de trabajo y finalmente en este capítulo, se exponen los fundamentos teóricos necesarios para efectuar un adecuado diseño del sistema de agua de enfriamiento, que sirva de protección de los tanques contra exposiciones a fuegos en instalaciones aledañas.

En el capítulo 4, se presenta la memoria de cálculo del sistema de enfriamiento, con todas las fórmulas que se emplean para el diseño de los sistemas de enfriamiento, tanto de la parte hidráulica existente, características de altura caudal de las bombas contra incendios en la instalación, los caudales de enfriamiento necesarios para cada uno de los tanques, cálculos y selección de rociadores; mostrándose todos los resultados.

En el capítulo 5, se describe los detalles de instalación de los sistemas de agua de enfriamiento de algunos tanques, las tuberías montantes, anillos de enfriamiento, disposición de rociadores.

En el capítulo 6, se muestran los costos de inversión asociados a este proyecto, (Capex).

En el capítulo 7, se describen las conclusiones y recomendaciones del presente informe de competencia.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

En el sector hidrocarburos en la refinación y en el almacenamiento, en el Perú como en el mundo el riesgo de sufrir un incidente con presencia de fuego o explosión puede ser clasificado como alto, teniendo en cuenta la inflamabilidad y la capacidad de los combustibles que se manipulan y almacenan. Igualmente, los daños y consecuencia que pueden generarse por estos eventos pueden ser de consideración, si no se toman las medidas preventivas para evitarlas.

Por lo tanto, es considerado prioritario y obligatorio por nuestra legislación nacional que este tipo de instalaciones, cuenten con un sistema de protección contra incendio, que incluya sistemas de espumas para los tanques y equipos de procesos; así como sistemas de agua de enfriamiento de tanques de almacenamiento, entre otros medios de protección contra incendios.

Además de sistemas de protección contra incendio, es necesario también otras medidas de prevención de incidentes, tanto en las mejoras en los procesos operativos, equipamiento, como en las conductas de seguridad del personal, de tal forma que en

conjunto se eviten siniestros con alta consecuencia y daños personales como al patrimonio.

### 1.1. Antecedentes

Se tiene la necesidad de diseñar e instalar un sistema de protección contra incendio con agua de enfriamiento de tanques de almacenamiento de combustibles, esto se traduce en tener una capacidad mayor de no permitir el calentamiento excesivo de las superficies de los tanques expuestos a radiación térmica, como un incendio cercano por ejemplo; de tal manera de no permitir una expansión del siniestro. Para el presente informe es importante tener en cuenta los siguientes antecedentes.

#### 1.1.1. Antecedente 1

- a) Título: “Diseño de un Sistema de Protección Contra Incendio en una Planta Envasadora de Gas Licuado de Petróleo”.
- b) Autores: Fernando Anchundia V. – Andre Nieto C. – Eduardo Ocaña C.
- c) Institución: Facultad de Ingeniería Mecánica y Ciencias de la Producción.  
Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- d) Lugar de procedencia de la institución: Guayaquil-Ecuador.
- e) Relación con el trabajo actual: Del presente estudio se toma como referencia para el desarrollo del presente informe, porque nos proporciona información general y lineamientos de apoyo para los cálculos y selección de los equipos

de los sistemas de protección contra incendio mediante agua de enfriamiento de los tanques de almacenamiento de combustibles del Terminal, estos lineamientos y lo revisado de las normas NFPA permiten un diseño adecuado del sistema de enfriamiento.

#### 1.1.2. Antecedente 2

- a) Título: “Tesis de Grado para obtener el título de Ingeniero Mecánico, Diseño de un Sistema Contra Incendio para Tanques de Almacenamiento de Diesel para la Empresa Termopichincha Central Santa Rosa”.
- b) Autor: Christian Wladimir Alban Aráuz
- c) Institución: Facultad de Ingeniería mecánica - Escuela Politécnica del Ejército de Sangolqui.
- d) Ubicación de la institución: Sangolqui-Pichincha – Ecuador.
- e) Relación con el trabajo actual: Esta tesis es de utilidad como referencia para el desarrollo de los cálculos hidráulicos de la red existente de aguas de enfriamiento, con las bombas Contra incendio también existentes, que sirven de base para los cálculos de las boquillas aspersoras, su especificación y selección.

#### 1.2. Objetivo Principal

Diseñar el sistema de protección contra incendio con agua de enfriamiento de tanques de almacenamiento de combustibles del Terminal callao – Vopak,

empleando la red de tuberías y bombas contra incendio existentes, y presentar alcances generales sobre la instalación.

### 1.3. Objetivos secundarios

#### 1.3.1. Cálculos Hidráulicos

Efectuar los cálculos hidráulicos de la red existente para asegurar que las bombas de agua contra incendio y la red de tuberías son adecuadas para asegurar que lleguen la cantidad y presión suficiente para obtener el enfriamiento recomendado por la norma NFPA y legislación nacional.

#### 1.3.2. Demanda de caudal de enfriamiento por cada tanque

Determinar el caudal total de agua de enfriamiento necesario por tanque; en base a los índices de caudal por unidad de área a enfriar necesarios para cada tanque, indicados en las norma NFPA 15 y DS-043-2007EM.

#### 1.3.3. Cálculo y selección de boquillas aspersoras

Calcular y seleccionar las boquillas aspersoras; en base a las presiones de llegada del agua de enfriamiento, determinar el caudal de cada boquilla, el número de boquillas, factor K de boquilla, ángulo de boquilla y arreglo de las mismas alrededor del cilindro de cada tanque.

#### 1.3.4. Diseño de arreglos de tuberías

Efectuar el diseño de los arreglos de tuberías troncales, montantes por tanque, válvulas de diluvio, anillo de enfriamiento, distanciamiento entre soportes y de boquillas aspersoras, que aseguren el enfriamiento de toda la superficie del cilindro.

#### 1.4. Justificación

Se efectúa el Diseño del sistema de protección contra incendio con agua de enfriamiento de tanques de almacenamiento de combustibles del Terminal Callao – Vopak , para cumplir con el artículo 88°, literal c del Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 052-93- EM. Así como para disminuir el riesgo de incendios en las instalaciones del terminal Callao. Hecho que garantiza la seguridad de las operaciones, las instalaciones y los activos de Petroperú.

#### 1.5. Alcances del Informe de Competencia

El alcance del proyecto comprende el diseño del sistema de agua de enfriamiento de los tanques del Terminal Callao, ante un posible calentamiento por exposición a un incendio; esto en cumplimiento a DS-052-93EM. Este diseño debe ejecutarse siguiendo las directivas de las normas NFPA 13, 14,15, 24 y 30.



Este sistema de enfriamiento consiste en las tuberías montantes o de acometida a los tanques, las válvulas de diluvio, las tuberías de los anillos, las boquillas aspersoras y los respectivos soportes. Estas nuevas instalaciones se conectan a la red existente, distribuidas a lo largo y ancho de todo el Terminal, red que dispone de varios anillos de tuberías de acero de distintos diámetro, para tal efecto se debe hacer un cálculo de las nuevas demandas y presiones en cada uno de los tanques a proteger, teniendo en cuenta también las capacidades de las tres bombas contra incendio, también existentes. Se diseñaran los anillos de enfriamiento, seleccionando el tipo y cantidad de boquillas aspersoras, para cubrir la demanda de cada tanque.

No se incluye dentro del alcance de este proyecto, la modificación de la red existente, el cambio o adición de nuevas bombas contra incendio, los sistemas de detección, alarmas ni accionamiento automático de los sistemas de protección. Tampoco está incluido el cálculo de la capacidad de almacenamiento de agua para cubrir la máxima demanda del peor escenario indicado en el estudio de riesgo.

## 1.6. Fuentes de Información

### 1.6.1. Legislación nacional

- D.S. 052-93-EM: Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos aprobado y modificaciones -Capítulo VII: Protección Contra Incendio - Titulo IV: Proyecto, Construcción y Operación de las Instalaciones.

- D.S. 043-07-EM: Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos y Modificaciones de Diversas Disposiciones - Capítulo II: Equipos y sistemas de Protección Contra Incendio - Título III: Equipos y Sistemas de Protección en las Actividades de Hidrocarburo - Artículo 92: Requerimientos mínimos de los sistemas de agua de enfriamiento para tanques de almacenamiento de techo fijo o flotante.

#### 1.6.2. Normas Internacionales:

- NFPA 13: Norma para la Instalación de Sistemas de Rociadores. Capítulo: 6
- NFPA 14: Norma para la Instalación de Sistemas de Tubería Vertical y Mangueras. Capítulo 4, Capítulo 7, Capítulo 8.
- NFPA 15: Norma para Sistemas Fijos de Aspersores de Agua para Protección Contra Incendio. Capítulo 5, Capítulo 6, Capítulo 7, Capítulo 8.
- NFPA 20: Norma para la Instalación de Bombas Estacionarias de Protección Contra Incendios. Capítulo 4, Capítulo 6.
- NFPA 24: Norma para la Instalación de Tuberías para Servicio Privado de Incendios y sus Accesorios. Capítulo 4, Capítulo 12.
- NFPA 30: Código de Líquidos Inflamables y Combustibles. Capítulo 3.

#### **Otros:**

- Estudio de Riesgos Terminal Callao – Estudio Eduardo Solano.

- Diseño de un Sistema de Protección Contra Incendio en una Planta Envasadora de Gas Licuado de Petróleo. Fernando Anchundia V. – Andre Nieto C. – Eduardo Ocaña C.
- Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil-Ecuador.
- Diseño de un Sistema Contra Incendio para Tanques de Almacenamiento de Diesel para la Empresa Termopichincha Central Santa Rosa. Christian Wladimir Alban Aráuz. Escuela Politécnica del Ejército de Sangolqui. Sangolqui-Pichincha – Ecuador.

## **CAPÍTULO 2**

### **MEMORIA DESCRIPTIVA TERMINAL CALLAO**

#### **VOPAK**

##### 2.1. Ubicación y dirección de las instalaciones

El terminal de abastecimiento del Callao se ubica en la provincia constitucional del Callao. Con coordenadas 12° 2'21.23"S y 77° 7'39.20"O. La dirección de las instalaciones es Néstor Gambeta 1265 – Callao – Zonificación 13.

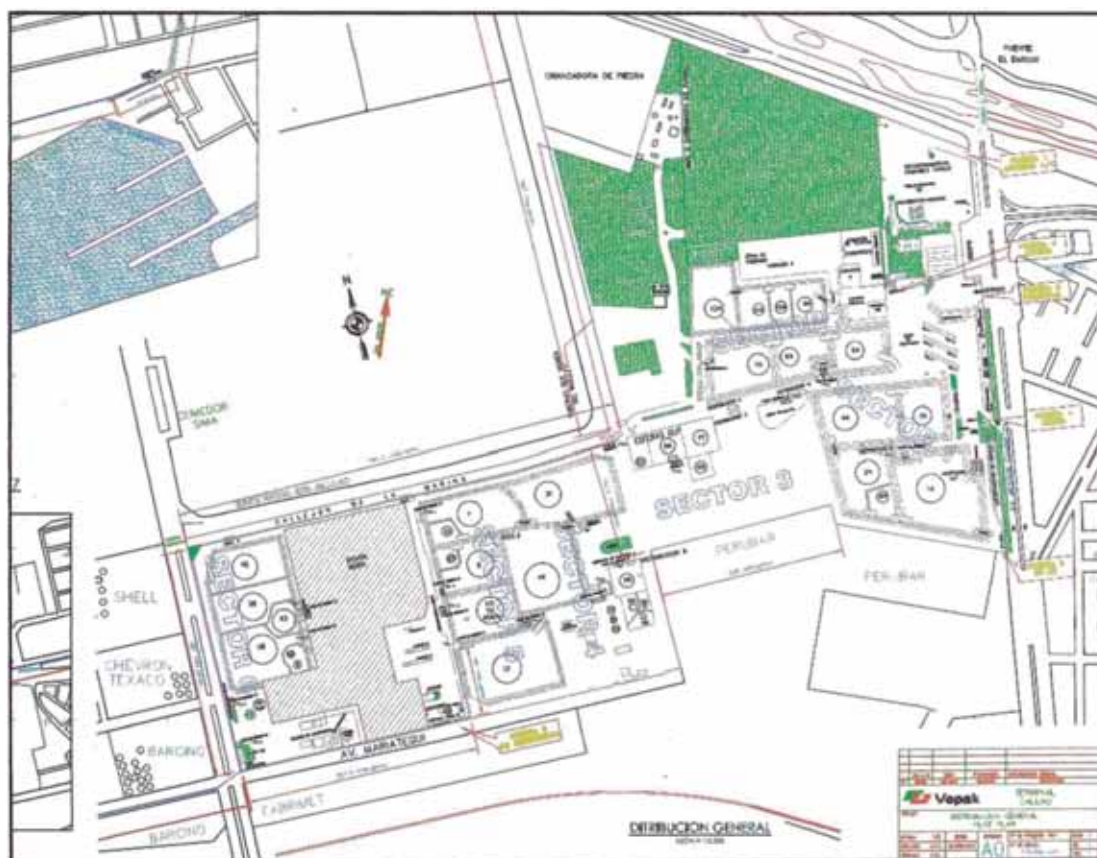
##### 2.2.Descripción del Terminal

El terminal inicio sus operaciones en el año: 1935 (Zona 2) 1958 (Zona 1). Cuenta con un área de terreno de 381,667.11 m<sup>2</sup>. Los sistemas de abastecimiento se realizan a través de buques – tanques que acoderan en el Muelle 7. Por camión-tanque (para alcohol carburante y otros productos en caso de emergencia).

Para mejor apreciación ver la Figura 2.1 Plano de planta del Terminal Callao Vopak (2012); para mayor detalle se puede consultar en el apéndice 1.

El terminal cuenta con las siguientes edificaciones y obras civiles: oficinas administrativas, oficinas de mayoristas, talleres de contratistas, vestuarios y servicios higiénicos de contratistas, servicios higiénicos de transportistas, almacén general, almacén de equipos de derrame, cerco perimétrico y garita de control, cuarto de grupo electrógeno, sub estación eléctrica, cuarto de rectificadores, cuarto de caldero, cuarto de sistema contra incendio.

Figura 2.1 Plano de planta del Terminal Callao Vopak (2012)



Fuente: Vopak Peru

### 2.2.1. Instalaciones de Recepción

La recepción de hidrocarburos a la terminal se realiza principalmente desde buques-tanques a través del Muelle 7, así también desde camiones tanque, mediante descargadero existente. El Muelle 7, opera dependiente de ENAPU (Empresa Nacional de Puertos) y se encuentra bajo la jurisdicción de la empresa APM Terminals, tiene un calado de 10,6 metros y 262 metros de eslora. Como dispone de dos posiciones (7A y 7B), es capaz de recibir producto desde dos buques en forma simultánea, pero utilizando tuberías distintas. La transferencia de hidrocarburos desde el muelle hasta la terminal, se realiza mediante cuatro tuberías:

- GLP  
Longitud y diámetro: 3,600 m x 12” diámetro  
Presión de bombeo: 100 PSI  
Régimen de bombeo: 1,200 a 1,500 bbl/hr
- LAVADO  
Longitud y diámetro: 3,600 m x 14” diámetro  
Presión de bombeo: 100 PSI  
Régimen de bombeo: 3,500 bbl/hr
- PRODUCTOS BLANCOS (Línea Multicargo)  
Longitud y diámetro: 3,600 m x 16” diámetro  
Presión de bombeo: 100 PSI  
Régimen de bombeo: 3,500 a 4,500 bbl/hr  
7,500 a 8,000 bbl/hr (en operaciones donde se carga a 2 tanques a la vez)

- PRODUCTOS NEGROS

Longitud y diámetro: 3,600 m x 22" diámetro

Presión de bombeo: 100 PSI

Régimen de bombeo: 2,500 a 3,000 bbl/hr

### 2.2.2. Instalaciones de almacenamiento de producto

Esta planta posee un parque de tanques para almacenamiento de combustibles líquidos, como lo indica la Tabla 2.1. Características de los tanques Terminal Callao.

La misma cuenta con una dotación de treinta y tres (33) tanques, de los cuales veintinueve son del tipo vertical, y cuatro esféricos. Con el objeto de contener eventuales derrames, todos los tanques verticales poseen un cubeto perimetral, conformados por taludes de tierra con bajantes hacia ambos lados (interior y exterior). Los tanques, construidos mediante el empleo de planchas de acero (soldados o roblonados), se encuentran apoyados sobre cimentaciones de concreto armado.

El resto del piso del recinto es de tierra. A continuación se tabulan para cada tanque, el tipo de recipiente, su capacidad y el producto que pueden almacenar. La capacidad total de almacenamiento del terminal es de 1,116 MBls, como se indica al final de la tabla.

Tabla 2.1. Características de los tanques Terminal Callao

CAPACIDAD DISPONIBLE - TERMINAL CALLAO							
ID	Producto	TK	Diámetro (m)	Altura (m)	Tipo	Capacidad Disponible (Bls)	Capacidad Almacenamiento (Bls)
1	GLP	55	10.32	10.32	ESFERA	5,000	55,000
2	GLP	66	15.98	15.98	ESFERA	10,000	
3	GLP	77	18.25	18.25	ESFERA	20,000	
4	GLP	88	17.98	17.98	ESFERA	20,000	
5	GAS 100LL	11	12.2	13.05	SABANA FLOTANTE	9,602	9,602
6	ALCOHOL CARBURANTE	11*	13.87	11.01	SABANA FLOTANTE	9,886	219,178
7	G97 5A	5A	22.35	12.19	SABANA FLOTANTE	30,053	
8	G95 6A	6A	22.36	12.19	TECHO FLOTANTE	29,174	
9	G90 R 4A	4A	30.48	12.13	SABANA FLOTANTE	52,535	
10	G90 R	51	32.55	12.79	SABANA FLOTANTE	67,368	
11	G90 R	10A	13.86	11.01	SABANA FLOTANTE	10,496	
12	G84	9A	18.55	12.23	SABANA FLOTANTE	19,645	
13	TA1	7A	25.91	12.17	SUCCION FLOTANTE	40,805	178,406
14	TA1	12A	21.7	12.83	SUCCION FLOTANTE	29,466	
15	TA1	44	42.68	12.03	TECHO FIJO	106,586	
16	TA1	48	6.16	8.23	INTERFASE TURBO A1 Y AGUA	1,550	
17	D M-ULS	1	30.48	12.75	TECHO FIJO	58,563	468,933
18	D ULSD	28	30.56	12.15	TECHO FLOTANTE	74,885	
19	D ULSD	56	9.61	11.00	TECHO FIJO	5,038	
20	D ULSD	58	17.76	12.82	TECHO FIJO	20,099	
21	D ULSD	42	30.47	11.91	SABANA FLOTANTE	54,119	
22	D ULSD	3A	22.34	12.18	TECHO FIJO	29,965	
23	D ULSD	38	36.55	12.07	TECHO FIJO	78,896	
24	DB5	59	4.34	5.35	TECHO FIJO	498	
25	D-M2	1A	36.58	12.07	TECHO FIJO	80,276	
26	D-M2	2A	30.48	12.17	TECHO FIJO	56,047	
27	B-100	8A	13.86	10.98	TECHO FIJO	10,547	
28	MGO	9	9.16	11.01	TECHO FIJO	4,573	46,174
29	MGO	27	9.12	10.55	TECHO FIJO	4,354	
30	MGO	43	27.42	9.21	TECHO FIJO	32,236	
31	MGO	53	9.61	10.97	TECHO FIJO	5,011	
32	IFO-380	6	31.98	10.87	TECHO FIJO	55,317	139,759
33	IFO-380	12	36.58	12.71	TECHO FIJO	84,149	
<b>TOTAL</b>						<b>1,116,759</b>	<b>1,116,759</b>

Fuente: Elaboración propia



### 2.2.3. Instalaciones de despacho, Aditivación y mezcla

El despacho de camiones a tanque se realiza desde seis Islas de Despacho a camiones de productos líquidos. Cada una de las islas dispone de una zona de estacionamiento, con pendiente hacia una rejilla central de manera tal de permitir, ante un eventual derrame, un libre escurrimiento hacia las rejillas colectoras, ubicadas sobre el eje longitudinal central del cargadero.

El despacho de vagones a tanque se realiza desde el cargadero de vagones, el mismo está compuesto por dos vías paralelas, entre las cuales, se dispone de una pasarela metálica elevada mediante la cual se puede acceder a las plataformas superiores de los vagones en operación. Por sobre la pasarela central, discurren las tuberías de carga de producto. Las posiciones habilitadas disponen de brazos de carga superiores (top loading), los cuales son empleados durante la operación de carga de: Productos Negros (por ejemplo Petróleo 6), Diesel 2.

El caudal de carga es del orden de los 700 y 800 gal/min., el cual es impulsado por dos electrobombas. En caso de requerirse un aumento de dichos valores puede utilizarse dos electrobombas adicionales.

El terminal cuenta con dos grupos electrógenos cada uno de 600 y 400 HP respectivamente; así mismo cuenta con cuatro calderos dos equipos de 200 BHP y los otros dos de 100 BHP; estos últimos fuera de servicio.

#### 2.2.4. Sistema contra-incendios

El Terminal Callao cuenta con una red de agua contra incendio de tipo húmeda presurizada. La red circunscribe prácticamente toda la planta en varios anillos. Cuenta con válvulas de bloqueo para permitir el seccionamiento de la red y realizar tareas de mantenimiento. Asimismo se cuenta con sistemas fijos y portátiles (Monitores e Hidrantes).

La estación de bombeo está compuesta por tres motobombas principales de incendio, del tipo centrífuga horizontal, y una bomba jockey, del tipo centrífuga vertical, que mantienen presurizada la red de agua. Dichos equipos tienen las siguientes características:

- Motobomba MB-01
  - Bomba
    - Marca: Aurora
    - Modelo: 81 BF / G-481-20
    - Presión: 150 psi (10.3 bar)
    - Caudal: 2000 gpm (454,5 m<sup>3</sup>/h)
    - Velocidad: 1750 rpm
  - Motor
    - Marca: Caterpillar
    - Modelo: 3406
    - Tipo: a combustión interna. Diesel.
    - Potencia entregada: 218 HP.

- Motobomba MB-02 y MB-03
  - Bomba:
    - Marca: Patterson
    - Modelo: 12X8MAA
    - Presión: 150 psi (10,3 bar)
    - Caudal: 3000 gpm (681,8 m<sup>3</sup>/h)
    - Potencia Abs.: 460 HP
    - Velocidad: 1750 rpm
  - Motor
    - Marca: Caterpillar
    - Tipo: a combustión interna. Diesel.
    - Potencia Abs.: 343 HP
  
- Electrobomba jockey BJ-200
  - Presión: 120 psi (8,3 bar)
  - Caudal: sin datos

La planta cuenta con el tanque 13 de 9400 m<sup>3</sup> de capacidad, que se alimenta con agua proveniente de un pozo de captación a 14 m de profundidad, mediante una electrobomba.

Cada esfera de almacenaje de GLP cuenta con un sistema fijo de refrigeración compuesto por una tubería y un difusor ubicado en la parte superior de las mismas (El sistema es accionado manualmente). Los cargaderos de camiones de GLP se encuentran protegidos por un sistema de rociadores de cuatro ramales cada uno, que permiten la proyección de agua en forma de envolvente sobre las cisternas.

La planta cuenta con cuatro sistemas fijos de generación de espuma; dos de ellos con presión propia mediante estaciones de bombeo, el tercero utiliza la red de agua contra incendio presurizado y una autobomba para la dosificación de concentrado de espuma.

#### Sistema No 1

Este sistema cubre todo el lado Este de la planta. Cuenta con una estación de bombeo consistente en una motobomba, una electrobomba y un Bladder Tank para almacenar concentrado de espuma. El agua la toma desde el tanque 16 A de 540 m<sup>3</sup> de capacidad, que es alimentado con agua proveniente de un pozo de captación a 14 m de profundidad.

#### Sistema No 2

Este sistema cubre todo el sector Oeste de la planta. Consiste en una motobomba con una bomba dosificadora solidaria a la primera, más un tanque de concentrado de espuma. El agua la toma desde el tanque 13 de 9400 m<sup>3</sup> de capacidad, que es alimentado con agua proveniente de un pozo de captación a 14 m de profundidad.

#### Sistema No 3

Este sistema cubre la pileta API y los tanques TK-48, TK-56, TK-58 y TK-59. El suministro de solución de espuma se realiza mediante el uso de una autobomba la cual debe conectarse mediante mangueras a hidrantes de la red de agua contra incendio. Cabe destacar que los sistemas No 1 y 2 cuentan con bocas de

entrada alternativas para suministrar solución de espuma mediante el uso de la red de agua contraincendios y una autobomba como dosificadora del concentrado de espuma.

#### Sistema No 4

Este sistema está dedicado a la protección del tanque TK-11A, el cual almacena etanol carburante. El Bladder Tank posee espuma apta para incendios de alcohol. Igual criterio se ha adoptado para el monitor que se ha instalado junto a este sistema.

#### Sistema Detección y Alarma

Cuenta con Pulsadores de paro de planta distribuidos en la zona de cargaderos. Se halla un pulsador en cada isla de carga y uno en el puente de carga ferroviario. Los mismos solo detienen las bombas de combustible. Existen pulsadores en la zona de carga de GLP. Las islas de despacho de GLP disponen de dispositivos para la detección de mezcla explosiva, asociados a las válvulas de shut down. Se cuenta con una sirena general, ubicada en la zona descarga de camiones de combustibles, accionada desde un tablero ubicado al pie de la misma. El pulsador de esta sirena tiene como única función la puesta en funcionamiento de la misma.

#### Sistemas de Shut down

La planta cuenta con pulsadores ubicados en el sector de despacho de camiones tanque. En las islas del cargadero de camiones, se dispone de pulsadores de parada que detienen las bombas de despacho. De ser necesario, cada isla dispone de

pulsadores de emergencia que quitan la energía de todas las bombas del sector y del cargadero de GLP. El cargadero de GLP dispone de pulsadores de parada de emergencia que provoca la des-energización de las bombas de despacho del sector, el accionamiento de la válvula de corte (fase líquida). Asimismo se dispone en el recinto del tanque TK-1A, se encuentra una válvula manual de emergencia para el corte de alimentación.

# **CAPITULO 3**

## **IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y DETERMINACIÓN DE LA HIPÓTESIS DE TRABAJO**

### **3.1. Identificación del Problema**

El terminal Callao es un una instalación antigua, que fue diseñada bajo otros conceptos de seguridad y protección contra incendio, empleando para los sistemas de enfriamiento en las tanques, monitores fijos y portátiles, contemplados como una de las posibilidades por las normas NFPA de protección; asimismo los sistemas de accionamiento son manuales, efectuadas por las brigadas contra incendio, ante una alarma general del terminal.

Con las disposiciones legales nacionales vigentes, ya no se permite para tanques mayores de 1,000 m<sup>3</sup> que almacenen líquidos clase I y II, el enfriamiento por monitores fijos y portátiles; debiendo ser instalados dispositivos rociadores de agua de enfriamiento en los techos de los tanques.

Los riesgos son más altos, con el empleo de monitores portátiles el accionamiento manual de las válvulas de accionamiento, los tiempos de repuestas son mayores, lo que puede ocasionar que se amplíen los efectos de algún siniestro no deseado.

Ante este problema se hace necesario disponer de anillos de enfriamiento en los tanques, con sus elementos rociadores y válvulas de diluvio de accionamiento automático o remoto de rápida respuesta.

### 3.2. Hipótesis de trabajo

Ante el problema identificado en el punto anterior, se propone la siguiente hipótesis de trabajo: *¿Es posible diseñar en el Terminal Callao, un sistema de enfriamiento para la superficie expuesta de los tanques de almacenamiento cometido a la radiación térmica emitido por un incendio adyacente, garantizando los requerimientos mínimos de caudal y presión del sistema de protección contra incendio indicados en las normas técnicas y legislación nacional?*

Evidentemente la respuesta debe ser afirmativa, ya que con esto reduciremos los riesgos en el terminal, adecuamos las instalaciones a la legislación nacional; para lo cual planteamos realizar este proyecto de acuerdo a la metodología que se desglosa en la Figura 3.1. Diagrama Medios Fines del Informe.



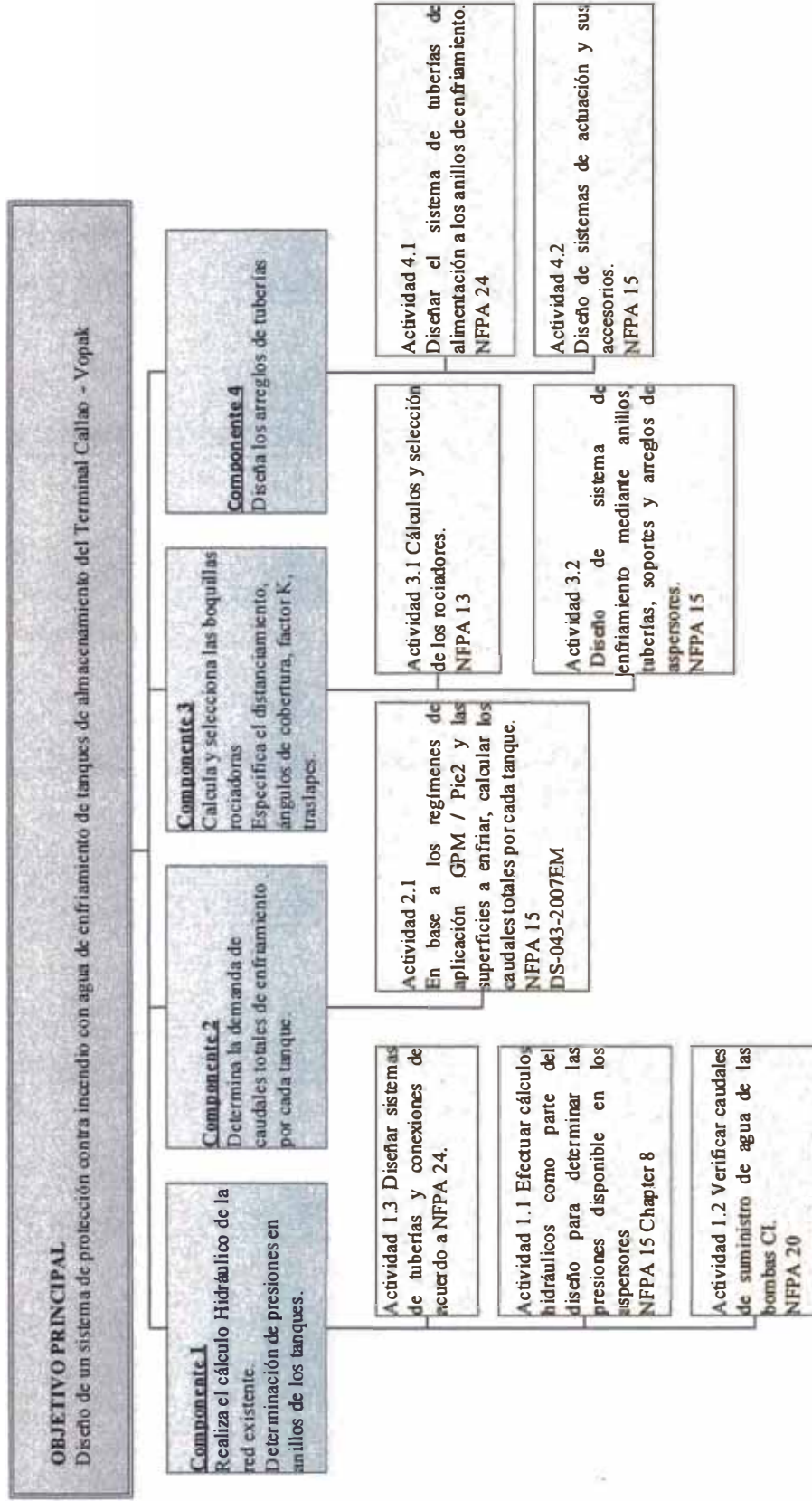


Figura 3.1. Diagrama Medios Fines del Informe

Para lo cual se tuvieron las siguientes consideraciones: Componente 1, se realiza el cálculo hidráulico de la red existente; así mismo se determina los caudales y presiones para los anillos y tanques.

En el componente 2, se determina la demanda de caudales totales de enfriamiento por cada tanque.

En el componente 3, se calcula y selecciona las boquillas rociadoras; se especifica el distanciamiento, ángulos de cobertura y factor K.

En el componente 4, se realiza el diseño de los arreglos de tuberías.

# CAPITULO 4

## FUNDAMENTO TEÓRICO

### 4.1. Definiciones

A continuación se presentan las principales definiciones a utilizarse en el informe.

- **Altura Neta de Succión:** es la presión de líquido en la succión en metros menos la presión de vapor de líquido (absoluto) en un sistema para bombeo de fluido.
- **Altura Dinámica Total:** es la diferencia de la presión de descarga y la presión de succión en un sistema para bombeo de fluido.
- **Aspersor:** dispositivo mecánico que transforma un flujo de agua presurizado en un conjunto aleatorio de gotas para fines de riego o enfriamiento en una superficie definida.
- **Bomba Centrífuga:** bomba en donde la presión es desarrollada principalmente por la fuerza centrífuga, ideal para ser usada donde se requieran un gran caudal de agua.

- **Bomba Contra incendio:** una bomba que provee el flujo a una presión, dedicada a la protección contra incendio.
- **Bomba Jockey:** una bomba auxiliar de caudal pequeño diseñada para mantener la presión del sistema y evitar que la bomba principal arranque debido a pequeñas fugas o demandas a lo largo de la red.
- **Densidad de Aplicación:** Según NFPA 15. La relación del volumen de aplicación de agua de enfriamiento, por unidad de área expuesta a ser enfriada, expresado en gpm/pie<sup>2</sup>.
- **Fluido:** sustancia que se deforma continuamente debido a que sus moléculas presentan gran movilidad y una fuerza de atracción débil.
- **Incendio:** ocurrencia de fuego no controlada.
- **Peso específico ( $\gamma$ ):** relación entre el peso de una sustancia por unidad de volumen. El peso específico cambia con la situación, dependiendo de la gravedad ( $g$ ).
- **Pool Fire:** difusión turbulenta de fuego ardiente sobre una piscina horizontal de combustible consecuencia de un derrame, fuga o escape de líquido inflamable. El incendio también puede tener lugar en el interior de un tanque de almacenamiento.
- **Presión (P):** magnitud física que es determinada por la proyección de la fuerza en un área definida.  
  
La presión tiene unidades de fuerza por unidad de área como: Kg/cm<sup>2</sup>, Kg/m<sup>2</sup>, pies, m, lbs. /pulg<sup>2</sup>.
- **Sistema de Bombeo Contra Incendio:** donde se ubican la bomba contra incendio, la bomba mantenedora de presión y los accesorios requeridos para su

funcionamiento, establecido por la norma NFPA 20, la cual exige que los equipos y accesorios que lo componen deberán listados UL o aprobados por FM. Los equipos al tener la aceptación UL o FM poseen las dimensiones, materiales y pruebas que exige la norma mencionada.

- **Situación Riesgosa:** Aquella que puede derivar en una explosión o un súbito incremento de un fuego como: inadecuadas ventilaciones en espacios confinados, falta de drenajes o de diques para el control de derrames, falta de ventilación de emergencia en tanques de almacenamiento.
- **Líquidos combustibles e inflamables** son líquidos que se pueden quemar; los líquidos inflamables se encienden (se desatan en fuego), y se queman fácilmente en temperaturas de trabajo generalmente normal. Los líquidos combustibles tienen la habilidad de quemarse a temperaturas que están usualmente por encima de las temperaturas de trabajo.
- **Terminal de almacenamiento de hidrocarburos:** Es una instalación donde se almacenan hidrocarburos en un patio de tanques, cuya finalidad es cubrir el abastecimiento y despacho de combustible con fines comerciales.
- **Tanques verticales de almacenamiento:** son recipientes para almacenamiento de hidrocarburos cuya particularidad de ser erigidos de forma vertical.
- **Estudios de riesgos:** Es un estudio que permite realizar la evaluación de riesgos asociados a una instalación, con la finalidad de prevenir accidente, daños y pérdidas fatales cuyo enfoque es principalmente en la posibilidad de explosiones.
- **Sistema Contra Incendio:** está conformado principalmente por las fuentes de abastecimiento, estación de bombeo, líneas de distribución, equipos de detección y los elementos de supresión. Diseñadas para controlar el fuego, en algunos

casos detenerlos; debe actuar de tal manera de proteger a las personas y a las instalaciones.

- **Red de tuberías de agua contra incendio y de enfriamiento,** Sistemas de tuberías, las cuales preferentemente deben formar un circuito cerrado o anillos, minimizando las pérdida por fricción, estas pueden ser de acero al carbono con o sin revestimiento galvanizado, o sintéticas como HDPE. Normalmente estas tuberías están llenas de agua a presión, listas a entrar en servicio con un sistema de detección y actuación mediante válvulas de diluvio.
- **Sistema de agua de enfriamiento de tanques,** mediante anillos con rociadores: Red de tuberías secas, a las cuales se les ha instalado anillos o ramales con rociadores abiertos; estas tuberías normalmente llenos de aire o completamente vacíos, al momento de accionarse el sistema de detección actúa la válvula de diluvio, ingresando el agua por los ramales hacia los rociadores.
- **Sistemas de detección y actuación de sistema de agua de enfriamiento:** Conjunto de equipos y accesorios, que permiten detectar la presencia de fuego, calor o humos, mediante sensores, los cuales envían señal de alarma para una actuación manual o a un sistema de control de alarma y actuación automática, el cual procesa estas señales y envía una señal de actuación a la válvula de diluvio y la sirena. Los sensores pueden ser ópticos, infrarojos, electroquímicos, de cable línea, etc.
- **Válvulas de diluvio:** Son válvulas de apertura y cierre, normalmente operadas por el mismo fluido, mediante diafragma o pistón, que actúan por balance de presiones, drenando con electro válvula solenoides, que reciben señal del controlador. Ver Figura 4.1. Válvula de diluvio



Figura 4.1. Válvula de diluvio

#### 4.2. Cálculo hidráulico de pérdidas de presión en tuberías y accesorios – Fórmula de Hazen - Williams

La fórmula de Hazen-Williams, también denominada ecuación de Hazen-Williams, se utiliza particularmente para determinar la velocidad del agua en tuberías circulares llenas, o conductos cerrados es decir, que trabajan a presión.

Su formulación en función del radio hidráulico es:

$$V = 0.8494 \cdot C \cdot R_h^{0.63} \cdot S^{0.54}$$

O en función del diámetro:

$$Q = 0.2785 \cdot C \cdot D^{2.63} \cdot S^{0.54}$$

Donde:

$$R_h = \text{Radio hidráulico} = \text{Área de flujo} / \text{Perímetro húmedo} = D_i / 4$$

V = Velocidad media del agua en el tubo en [m/s].

Q = Caudal ó flujo volumétrico en [m<sup>3</sup>/s].

C = Coeficiente que depende de la rugosidad del tubo.

100 para tubos de hierro fundido no revestido o dúctil.

120 para tubos de fierro galvanizado

140 para tubos de PVC.

128 para tubos de fibrocemento.

150 para tubos de polietileno de alta densidad.

Di = Diámetro interior en [m]. (Nota: Di/4 = Radio hidráulico de una tubería trabajando a sección llena)

S = [[Pendiente - Pérdida de carga por unidad de longitud del conducto] [m/m].

En la Norma NFPA15 – Norma para Sistemas Fijos Aspersores de Agua para Protección Contra Incendios (2012) en el punto 8.5 Procedimiento de cálculo hidráulico establece que:

$$p = \frac{4.52 \cdot Q^{1.85}}{C^{1.85} \cdot d^{4.87}}$$

Donde:

p: resistencia a la fricción en psi/pie de tubería

Q: flujo en gpm

C: coeficiente de perdida por fricción



D: diámetro interno real de la tubería en pulgadas o en unidades SI.

#### 4.3. Teorema de Bernoulli

El teorema de Bernoulli expresa la ley física de conservación de energía aplicada a problemas de flujo de fluido incompresible. El teorema se define: “En flujo estable sin fricción, la suma de la cabeza de velocidad, cabeza de presión y cabeza de elevación es constante para cualquier partícula de fluido incompresible a lo largo de su curso”.

En otras palabras, la presión total es la misma en todas las ubicaciones dentro del sistema. Se debe mencionar que en el teorema de Bernoulli, todos los términos de cabeza individual, por ejemplo, cabeza de velocidad, cabeza de presión, cabeza de elevación y pérdida de cabeza, son expresadas en pies (m). Cuando son usadas velocidades en pies por segundo (m/s) y presión manométrica en psi (Kpa), estas deben ser convertidas a pies (m) o todos los términos expresados como presión.

Expresado matemáticamente, el teorema de Bernoulli, cuando es aplicado a las ubicaciones A y B.

$$\frac{v_A^2}{2 \cdot g} + \frac{p_A}{w} + Z_A = \frac{v_B^2}{2 \cdot g} + \frac{p_B}{w} + Z_B + h_{AB}$$

Donde:

$v_A$  = velocidad en pies por segundo (m/s)

$g$  = aceleración de gravedad (32,2 pies/s, 9,81 m/s)

$p$  = presión (lb/pies<sup>2</sup>, Kpa)

$z$  = cabeza de elevación (en pies, metros)

$w$  = peso específico del fluido (64,4 pie/pie, 9,81 KN/m)

$\frac{v_A^2}{2 \cdot g}$  = cabeza de velocidad (en pies, metros)

$h_{AB}$  = pérdida de cabeza entre la ubicación A y la ubicación B (en pies, metros)

#### 4.4.Cálculo de aspersores

Para el cálculo de aspersores se toma en cuenta la norma NFPA 15 en la sección 8.5.1.5 donde especifica que para hallar el caudal del aspersor:

$$Q_{asp} = K \cdot \sqrt{P}$$

Dónde

$Q_{asp}$ : flujo en gpm desde la boquilla.

$K$ : coeficiente  $k$  de la boquilla.

$P$ : presión total en psi para el flujo  $Q_{asp}$

Para calcular la cantidad de rociadores por cada tanque se divide el caudal total entre la cantidad de aspersores como indica la formula a continuación:

$$N^{\circ} \text{ rociadores} = \frac{Q_{total}}{Q_{asp}}$$

Las variables de cobertura de rociado se muestran en la Figura 4.2. Rociador marca Viking

Dichas variables se determinaron bajo criterios de buenas prácticas de diseño y mediante gráficos de proveedor, para obtener la cantidad de aspersores en cada toroide se consideró las recomendaciones de la NFPA 15.

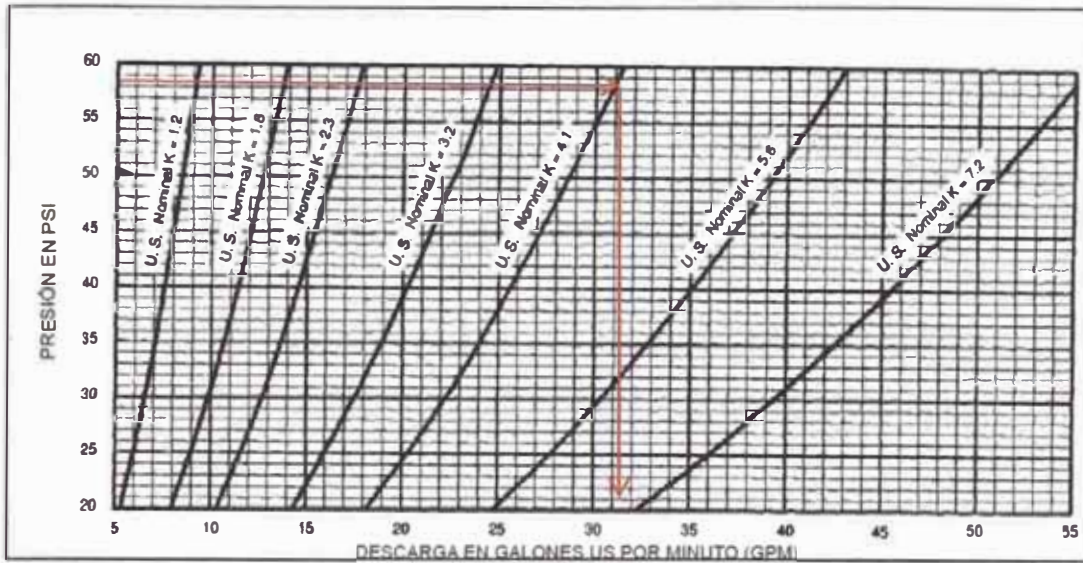
Para mayor detalle ver Figura 4.2. Rociador marca Viking, Figura 4.3. Curva del fabricante para determinar el K a partir de la descarga, Figura 4.4. Perfil de descarga de un aspersor.

Figura 4.2. Rociador marca Viking



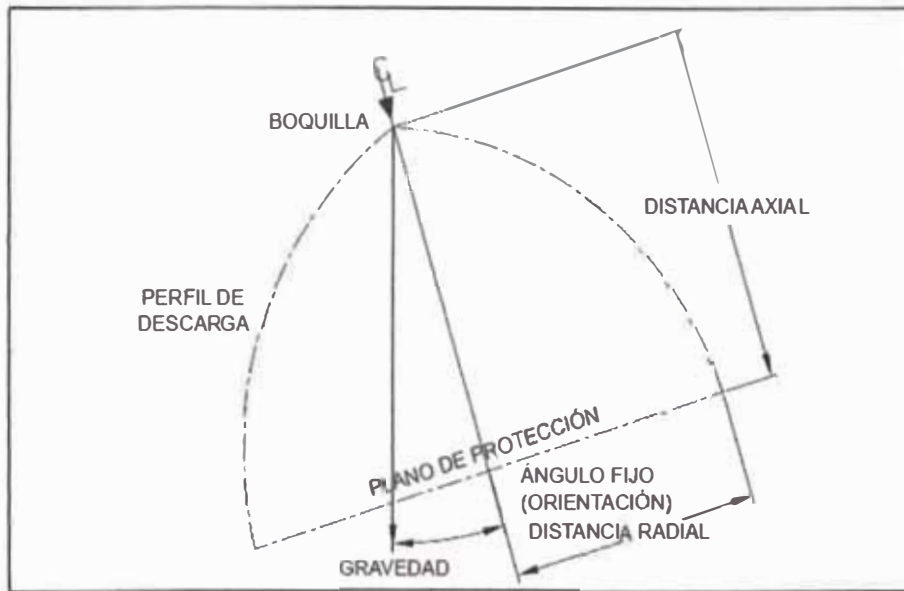
Fuente: catalogo aspersores Viking

Figura 4.3. Curva del fabricante para determinar el K a partir de la descarga



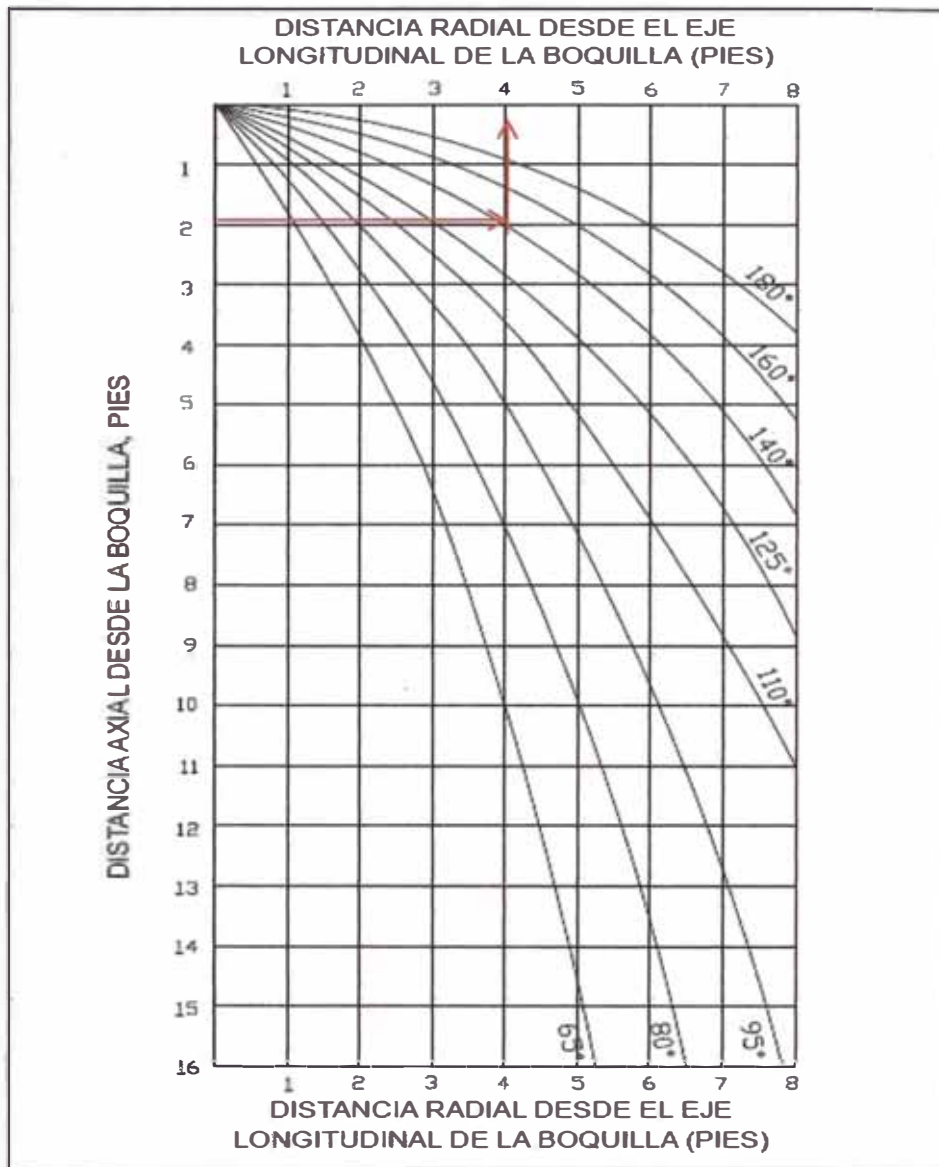
Fuente: catalogo aspersores Viking

Figura 4.4. Perfil de descarga de un aspersor



Fuente: catalogo aspersores Viking

Figura 4.5. Perfil de descarga a partir de la distancia longitudinal



Fuente: catalogo aspersores Viking

#### 4.5. Normativa Referencial

La normativa, referencia las condiciones y consideraciones aplicables al cálculo hidráulico y los diferentes sistemas independientes del mismo, se citan y presentan en la sección 1.6 Fuentes de Información del presente documento.

## **CAPITULO 5**

### **CÁLCULOS DEL SISTEMA DE ANILLOS**

#### **5.1. Consideraciones del Cálculo**

Para el cálculo del sistema contra incendios se tomaron las siguientes consideraciones, en referencia a la legislación local DS-043-2007 EM, normativa internacional NFPA 15 - 2012 y buenas prácticas:

##### **5.1.1. Requerimientos de los sistemas para tanques de techo fijo o flotante**

Los requerimientos mínimos para los sistemas de agua de enfriamiento para tanques de almacenamiento de techo fijo o flotante (según DS-043-2007 EM) y son los siguientes:

Con toroide en el anillo superior: 0,15 gpm/p<sup>2</sup> del área lateral del cilindro.

Con sistema externo (Monitores): 0,20 gpm/p<sup>2</sup> del área lateral expuesta.

### 5.1.2. Requerimientos de los sistemas para tanques de GLP y a presión

Los requerimientos mínimos de los sistemas de agua de enfriamiento para tanques de almacenamiento de GLP y tanques a presión, instalados sobre la superficie van de acuerdo al NFPA 15 – 2012 y al DS-052-93-EM donde se aplicará agua en rocío o pulverizada a la superficie del tanque (incluyendo la parte superior e inferior del tanque), a un rango no menor a diez coma dos (10,2) (L/min)/m<sup>2</sup> (0,25 gpm/pie<sup>2</sup>) de la superficie expuesta y setecientos cincuenta (750) gpm por punto de contacto con fuego directo. (Aplica a tanques que almacenan GLP).

### 5.1.3. Otras consideraciones

Según el estudio de riesgo se indica que para el caso de un incendio se debe enfriar cada tanque, de donde se tiene que el área a considerar por tanque es el cilindro en su totalidad.

Los diámetros de las tuberías fueron tomados del Layout Contraincendio del Terminal Callao, revisar el apéndice 1.

Los únicos diámetros a dimensionar fueron los de las troncales de cada tanque.

## 5.2. Dimensiones de los Tanques y equipos existentes

A continuación se presenta en la Tabla 5.1. Dimensiones de los tanques de almacenamiento actualmente instalados en el terminal de almacenamiento.



Tabla 5.1. Dimensiones de los tanques de almacenamiento

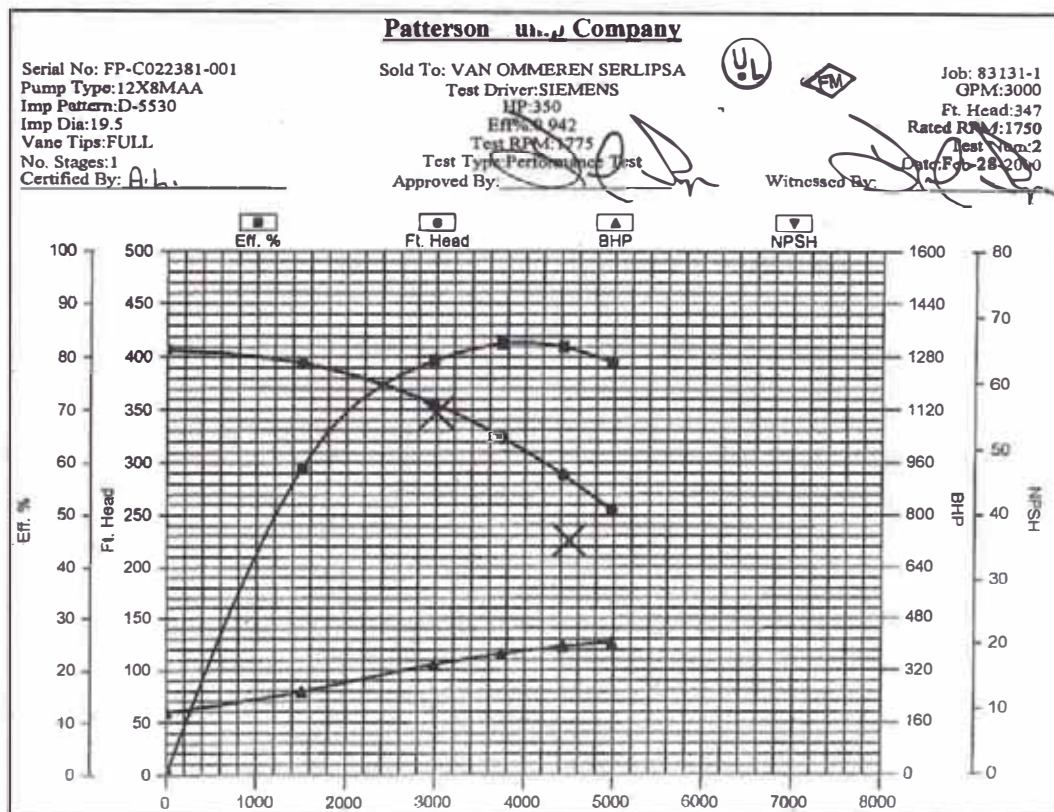
ID	PRODUCTO	TK	DIÁMETRO (PIE)	ALTURA (PIE)
1	GLP	55	37.66	37.66
2	GLP	66	47.54	47.54
3	GLP	77	59.88	59.88
4	GLP	88	59.88	59.88
5	GAS 100LL	11	40.39	42.65
6	ALCOHOL CARBURANTE	11A	45.47	36.19
7	G97	5A	73.36	39.96
8	G95	6A	73.39	39.99
9	G90 R	4A	100.07	39.80
10	G90 R	51	106.96	41.93
11	G90 R	10A	45.47	36.12
12	G84	9A	60.83	40.22
13	TA1	7A	85.43	39.93
14	TA1	12A	70.44	42.95
15	TA1	44	140.16	39.53
16	TA1	48	20.24	27.00
17	D M-ULS	1	109.74	41.60
18	D ULSD	28	120.96	38.16
19	D ULSD	56	31.33	36.02
20	D ULSD	58	58.27	42.91
21	D ULSD	42	100.95	38.35
22	D ULSD	3A	73.29	39.34
23	D ULSD	38	120.96	40.52
24	D B5	59	14.27	17.55
25	D-M2	1A	120.01	39.60
26	D-M2	2A	100.33	39.93
27	B-100	8A	45.47	36.38
28	MGO	9	30.18	36.12
29	MGO	27	30.02	34.78
30	MGO	43	89.96	30.25
31	MGO	53	31.50	36.12
32	IFO-380	6	105.74	35.73
33	IFO-380	12	120.80	41.70

Fuente: Elaboración propia

Las características de las bombas, son presentadas en el capítulo 2, en el subtítulo 2.2 Descripción del terminal. Para los cálculos hidráulicos se ha empleado

la curva H-Q del fabricante de las bombas Patterson que se presenta en la figura  
 Figura 5.1. Curva Q vs H Bomba Patterson.

Figura 5.1. Curva Q vs H Bomba Patterson



Fuente: Patterson

### 5.3. Resultados

#### 5.3.1. Resultados Flujo de Enfriamiento por Tanque

A continuación se presenta un ejemplo de realización de cálculo por tanque (atmosférico y a presión). Para el caso del tanque Atmosférico 1A:

Datos de Tanque:

$$\text{Diámetro (D)} = 120.01 \text{ pie}$$

$$\text{Altura (H)} = 39.60 \text{ pie}$$

$$\text{Densidad de aplicación (G)} = 0,15 \text{ gpm/pie}^2$$

Área enfriamiento (A):

$$A = \pi \times D \times H$$

$$A = \pi \times (120,01 \text{ pie}) \times (39,60 \text{ pie})$$

$$A = 14\,930,38 \text{ pie}^2$$

Caudal Requerido ( $\dot{Q}$ ):

$$\dot{Q} = A \times G$$

$$\dot{Q} = 14\,930,38 \text{ pie}^2 \times 0,15 \text{ gpm/pie}^2$$

$$\dot{Q} = 2\,239,56 \text{ gpm}$$

Luego de realizar el mismo procedimiento de cálculo para cada tanque se presentan los cálculos en la Tabla 5.2. Resultados flujos de enfriamiento.

Tabla 5.2. Resultados flujos de enfriamiento

ID	Producto	TK	Gasto (gpm/pie <sup>2</sup> )	Área Enfriamiento (pie <sup>2</sup> )	Caudal Requerido (gpm)
1	GLP	55	0.25	4455.64	1,113.91
2	GLP	66	0.25	7100.16	1,775.04
3	GLP	77	0.25	11264.54	2,816.13
4	GLP	88	0.25	11264.54	2,816.13
5	GAS 100LL	11	0.15	5411.55	811.73
6	ALCOHOL CARBURANTE	11A	0.15	5169.62	775.44
7	G97	5A	0.15	9209.56	1,381.43
8	G95	6A	0.15	9221.25	1,383.19
9	G90 R	4A	0.15	12510.67	1,876.60
10	G90 R	51	0.15	14088.62	2,113.29
11	G90 R	10A	0.15	5160.25	774.04
12	G84	9A	0.15	7686.35	1,152.95
13	TA1	7A	0.15	10716.46	1,607.47
14	TA1	12A	0.15	9503.68	1,425.55
15	TA1	44	0.15	17407.57	2,611.14
16	TA1	48	0.15	1717.14	257.57
17	D M-ULS	1	0.15	14342.85	2,151.43
18	D ULSD	28	0.15	14500.16	2,175.02
19	D ULSD	56	0.15	3545.89	531.88
20	D ULSD	58	0.15	7855.44	1,178.32
21	D ULSD	42	0.15	12163.60	1,824.54
22	D ULSD	3A	0.15	9057.79	1,358.67
23	D ULSD	38	0.15	15397.85	2,309.68
24	D B5	59	0.15	786.98	118.05
25	D-M2	1A	0.15	14930.38	2,239.56
26	D-M2	2A	0.15	12584.85	1,887.73
27	B-100	8A	0.15	5197.74	779.66
28	MGO	9	0.15	3425.27	513.79
29	MGO	27	0.15	3279.80	491.97
30	MGO	43	0.15	8549.06	1,282.36
31	MGO	53	0.15	3574.20	536.13
32	IFO-380	6	0.15	11868.84	1,780.33
33	IFO-380	12	0.15	15825.20	2,373.78

Fuente: Elaboración propia

### 5.3.2. Resultados Volumen de Agua necesario para el escenario más crítico

Para la determinación del volumen necesario de agua de enfriamiento se consideró lo indicado en la Tabla 5.3. Tiempos de enfriamiento.

Tabla 5.3. Tiempos de enfriamiento

<b>TANQUES ATMOSFÉRICOS</b>		
Enfriamiento con Monitores / Mangueras	0.2	gpm/ft <sup>2</sup>
Tiempo de Aplicación mínima	4	Horas
<b>RECIPIENTES A PRESIÓN</b>		
Agua para enfriamiento en rocío o pulverizada	0.25	gpm/ft <sup>2</sup>
	750	gpm (Externo)

**Fuente: Elaboración propia**

Ejemplo de realización de cálculo por tanque (atmosférico y a presión):

#### **Para el Tanque Atmosférico 1A**

Caudal Requerido ( $\dot{Q}$ ):

$$\dot{Q} = 2\,239,56 \text{ gpm}$$

Volumen de Agua Requerido de enfriamiento:

$$V = \dot{Q} \times t$$

$$t = 4 \text{ horas}$$

$$V = 2239,56 \times 4 \times 60$$

$$V = 12797 \text{ barriles}$$

A continuación se muestra los resultados en la Tabla 5.4. Resultados volumen de agua, donde los resultados de volumen de agua muestran un volumen total de 20526 barriles. Esta tabla nos muestra además para cada escenario y por tanque el caudal requerido en gpm con un tiempo de ataque de 4 horas.

Tabla 5.4. Resultados volumen de agua

ESCENARIO	TK	CAUDAL REQUERIDO (GPM)	TIEMPO DE ATAQUE (HR)	VOLUMEN (BLS)
1	12A	1426	4	8,146
2	11A	775	4	4,431
3	10A	774	4	4,423
4	9A	1153	4	6,588
5	7A	1607	4	9,186
6	6A	1383	4	7,904
7	5A	1381	4	7,894
8	4A	1877	4	10,723
9	3A	1359	4	7,764
10	2A	1888	4	10,787
11	1A	2240	4	12,797
12	8A	780	4	4,455
13	55	1114	4	10,651
		750		
14	66	1775	4	14,429
		750		
15	77	2816	4	20,378
		750		
16	88	2816	4	20,378
		750		
17	11	812	4	4,638
18	1	2151	4	12,294
19	51	2113	4	12,076
20	27	492	4	2,811
21	6	1780	4	10,173
22	44	2611	4	14,921
23	12	2374	4	13,564
24	58	1178	4	6,733
25	56	532	4	3,039
26	59	118	4	675
27	48	258	4	1,472
28	42	1825	4	10,426
29	38	2310	4	20,526
	43	1282		
30	28	2175	4	12,429
31	53	536	4	3,064
32	9	514	4	2,936
<b>VOLUMEN TOTAL ESCENARIO CRÍTICO</b>				<b>20,526</b>

Fuente: Elaboración propia

### 5.3.3. Resultados de Cálculo Hidráulico

El cálculo hidráulico es necesario para la determinación de las presiones de llegada a los aspersores de los tanques, con estas presiones se calcula el caudal por cada boquilla seleccionada para luego determinar el número y distanciamientos de aspersores a utilizar.

### 5.3.4. Cálculo de pérdidas en tuberías

Para el cálculo hidráulico a lo largo de la red contra incendio hasta el punto de inicio de los ramales, las pérdidas por fricción de las tuberías se determinaron en base a la fórmula Hazen – Williams. Se debe determinar previamente el factor C y el factor de longitud equivalente de tuberías.

El Factor C de la fórmula de Hazen - Williams, depende de la tubería (véase la Figura 5.2. Valores c para tubería, formula Hazen – Williams).

Figura 5.2. Valores c para tubería, formula Hazen – Williams

<b>Tubería o tubo</b>	<b>Valor C Hazen y Williams</b>
Hierro fundido no revestido o dúctil	100
Galvanizado (todo)	120
Plástico (estado) - subterráneo	150
Hierro fundido o dúctil revestido de cemento	140
Tubo en cobre o acero inoxidable	150

**Fuente: NFPA 15 – Tabla 8.5.3.10**

El factor de Longitud Equivalente de Tuberías, se obtiene de la

Figura 5.3. Carta de equivalencias de longitudes de tubería, de acuerdo a lo indicado en la NFPA 15 – Sección 8.5.2.

Una vez determinados los coeficientes, es necesario calcular la pérdida por Fricción en Tramos de Tubería ( $J_f$ ) en el tramo de tubería está dado por:

$$J_f = p \times L_{\text{equivalente}}$$

Con todos estos previos, a continuación se muestra un ejemplo de realización de cálculo por tanque (atmosférico y a presión); en el caso del Tanque Atmosférico 1A. El formato mostrado corresponde al propuesto por la norma NFPA15.

Figura 5.3. Carta de equivalencias de longitudes de tubería

Accesorios y válvulas	Accesorios y válvulas expresados en pies equivalentes (m)													
	¾ pulg.		1 pulg.		1¼ pulg.		1½ pulg.		2 pulg.		2½ pulg.		3 pulg.	
	pies	m	pies	m	pies	m	pies	m	pies	m	pies	m	pies	m
Codos de 45°	1	0.3	1	0.3	1	0.3	2	0.6	2	0.6	3	0.9	3	0.9
Codo estándar de 90°	2	0.6	2	0.6	3	0.9	4	1.2	5	1.5	6	1.8	7	2.1
Codo de vuelta larga 90°	1	0.3	2	0.6	2	0.6	2	0.6	3	0.9	4	1.2	5	1.5
Te o cruz (Flujo a 90°)	4	1.2	5	1.5	6	1.8	8	2.4	10	3.1	12	3.7	15	4.6
Válvula de compuerta	*	*	*	*	*	*	*	*	1	0.3	1	0.3	1	0.3
Válvula mariposa	*	*	*	*	*	*	*	*	6	1.8	7	2.1	10	3.1
Válvula de retención	4	1.2	5	1.5	7	2.1	9	2.7	15	3.4	14	4.3	16	4.9

Accesorios y válvulas	Accesorios y válvulas expresados en pies equivalentes (m)													
	3½ pulg.		4 pulg.		5 pulg.		6 pulg.		8 pulg.		10 pulg.		12 pulg.	
	pies	m	pies	m	pies	m	pies	m	pies	m	pies	m	pies	m
Codos de 45°	3	0.9	4	1.2	5	1.5	7	2.1	9	2.7	13	3.4	15	4.0
Codo estándar de 90°	8	2.4	10	3.1	12	3.7	14	4.3	18	5.5	22	6.7	27	8.2
Codo de vuelta larga 90°	5	1.5	6	1.8	8	2.4	9	2.7	13	4.0	16	4.9	18	5.5
Te o cruz (Flujo a 90°)	17	5.2	20	6.1	25	7.6	30	9.2	35	10.7	50	15.3	60	18.3
Válvula de compuerta	1	0.3	2	0.6	2	0.6	3	0.9	4	1.2	5	1.5	6	1.8
Válvula mariposa	*	*	12	3.7	9	2.7	10	3.1	12	3.7	19	5.8	21	6.4
Válvula de retención	19	5.8	22	6.7	27	8.2	32	9.8	45	13.7	55	16.8	65	19.8

Fuente: NFPA 15 – Tabla 8.5.2.1



El procedimiento de cálculo se desarrolla como se explica a continuación:

Primero Se pre-selecciona un aspersor con un ángulo deflector de 140° y K 4.1, que corresponde con la curva del fabricante y se estima el caudal promedio de boquilla y el caudal promedio en el semi-anillo para el cálculo hidráulico. Para ello se presenta la Tabla 5.5. Calculo previo para tanque 1A. El resultado de la Tabla 5.5. Calculo previo para tanque 1A, nos indica que la presión en el anillo del tanque 1A= 59.56 psi-g.

Como segundo paso, se calcula el caudal del aspersor:

En la fórmula  $Q_{asp} = K * P^{1/2}$ ,

$P = 59.56$  psig       $K = 4.1$

$Q_{asp} = 4.1 * (59.56)^{1/2}$

$Q_{asp} = 31,64$  gpm

$\#rociadores = \frac{Q_{total}}{Q_{rociador}}$

$$\#rociadores = \frac{2,240}{31,64}$$

$$\#rociadores = 71$$

Finalmente, con estos valores de caudales se realiza el cálculo hidráulico de comprobación, empleando la fórmula, el procedimiento y el formato del NFPA 15. Ver Tabla 5.6. Cálculo hidráulico según NFPA 15 tanque 1A.

En la Tabla 5.7. Resultados de Boquillas se presentan los resultados para las boquillas, que se requería determinar.

Tabla 5.5. Calculo previo para tanque 1A

NOMBRE DEL PROYECTO		SISTEMA DE ROCIADORES TERMINAL CALLAO VOPAK										
FECHA	09/06/2014	TANQUE 1A										
item	IDENTIFICACION Y UBICACION DEL TRAMO	CAUDAL (GPM)	DIAM. TUB. (pulg)	ACCESORIOS		LONGITUD EQUIVALENTE DE TUBERIA (pie)	PERDIDA de CARGA psi/pie	DESGLOSE DE PRESION (psi)	PRESION NORMAL. (psig)	Coef K	VELOC m/sg	
		q <sub>f</sub>		TIPO	L. Equiv/Access. (pie)							
1	Motobomba MB01 al tie in muro dique	q <sub>f</sub>	10	1	50	LONG.	C=	Pt	Pt	4,1	2,79	
				5	22	TRAMO		Ph	Pv			
				1	55	ACCES	0,0192					
				2	5	TOTAL		□ P	Pn			
				1	35	LONG.	C=	Pt	Pt			
2	Tie in valvula diluvio hasta tee en anillo	q <sub>f</sub>	8	2	18	TRAMO		Ph	Pv	4,1	4,36	
						ACCES	83					
				1	12	TOTAL	0,0569	□ P	Pn			
				1	20	LONG.		Pt	Pt			
						TRAMO		Ph	Pv			
3	anillo superior con boquillas	q <sub>f</sub>	4			ACCES	0,1349	□ P	Pn	4,1	4,48	
						TOTAL						
						LONG.		Pt	Pt			
						TRAMO		Ph	Pv			
						ACCES	20					
		Q=	576			TOTAL	205,7	□ P	Pn			
	presion salida motobomba MB01		164,50			Perdida de presión total	104,94					
				psi						psi		

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.7. Resultados de Boquillas

CARACTERISTICAS DE BOQUILLAS PULVERIZADORAS						
TANQUE	CANTIDAD (und)	K - FACTOR	ÁNGULO SPRAY	PRESIÓN DE INGRESO (psig)	CAUDAL POR BOQUILLA (gpm)	Caudal Total Requerido (gpm)
TK-1A	71,00	4,1	140°	59,56	31,64	2.240
TK-2A	60,00	4,1	140°	58,91	31,47	1.888
TK-3A	43,00	4,1	140°	59,47	31,60	1.359
TK-4A	61,00	4,1	140°	56,23	30,78	1.877
TK-8A	25,00	4,1	140°	57,09	31,01	780
TK-5A	44,00	4,1	140°	58,58	31,41	1.381
TK-6A	44,00	4,1	140°	58,09	31,28	1.383
TK-7A	50,00	4,1	140°	60,48	31,92	1.607
TK-9A	37,00	4,1	140°	56,99	30,99	1.153
TK-10A	25,00	4,1	140°	59,13	31,56	774
TK-11A	25,00	4,1	140°	57,15	31,02	775
TK-12A	43,00	4,1	140°	65,70	33,27	1.426
TK-44	82,00	4,1	140°	59,71	31,71	2.611
TK-48	14,00	4,1	140°	21,00	18,70	258
TK-51	68,00	4,1	140°	56,93	30,97	2.113
TK-56	20,00	4,1	140°	40,16	26,02	532
TK-58	37,00	4,1	140°	57,36	31,59	1.178
TK-59	11,00	4,1	140°	28,46	21,93	118
TK-1	70,00	4,1	140°	56,37	30,82	2.151
TK-6	58,00	4,1	140°	56,19	30,77	1.780
TK-11	26,00	4,1	140°	57,60	31,15	812
TK-12	71,00	4,1	140°	67,17	33,64	2.374
TK-27	21,00	4,1	140°	33,69	23,91	492
TK-9	19,00	4,1	140°	42,63	26,81	514
TK-28	71,00	4,1	140°	54,98	30,43	2.175
TK-38	75,00	4,1	140°	55,67	30,62	2.310
TK-42	58,00	4,1	140°	58,24	31,32	1.825
TK-43	48,00	4,1	140°	42,96	26,90	1.282
TK-53	21,00	4,1	140°	40,27	26,06	536
TK-88	152,00	4,1	140°	20,43	18,53	2.816
TK-77	152,00	4,1	140°	20,43	18,53	2.816
TK-66	106,00	3,2/4,1	140°	16,69	16,75	1.775
TK-55	90,00	3,2	140°	14,97	12,38	1.114

Fuente: Elaboración propia

### 5.3.5. Distancia entre aspersores (L)

Según lo que especifica la norma NFPA 15 edición 2012 art. 7.4.2.2, la distancia máxima entre boquillas es 12 pies o 3.65 metros.

Para un Angulo de 140° de boquilla, y una distancia radial de 2 pies (distancia del anillo hasta la pared del tanque) y usando las figuras (Fig 1ª) del fabricante Vikings se obtiene una distancia axial de 4 pies, un ancho de la campana de cobertura de  $2 \times 4 = 8$  pies.

Como se puede observar en la Tabla 5.8. Espaciamento entre boquillas por tanque, se cumple el espaciamento y al ser estos distanciamientos menores a 8 pies de la cobertura de las boquillas sea asegura que toda la superficie del cilindro del tanque sea enfriada.

Tabla 5.8. Espaciamento entre boquillas por tanque

<b>CÁLCULO ESPACIAMIENTO ENTRE BOQUILLAS</b>					
<b>TANQUE</b>	<b>DIÁMETRO (pie)</b>	<b>LONGITUD TANQUE (pie)</b>	<b>BOQUILLAS INGENIERÍA (UND)</b>	<b>ESPACIAMIENTO DE BOQUILLAS L (pie)</b>	<b>ESPACIAMIENTO DE BOQUILLAS (m)</b>
TK-1A	123,95	389,40	71,00	5,48	1,67 m
TK-2A	100,33	315,19	60,00	5,25	1,60 m
TK-3A	73,29	230,26	43,00	5,35	1,63 m
TK-4A	100,07	314,37	61,00	5,15	1,57 m
TK-8A	45,47	142,86	25,00	5,71	1,74 m
TK-5A	73,36	230,47	44,00	5,24	1,60 m
TK-6A	73,39	230,57	44,00	5,24	1,60 m
TK-7A	85,43	268,40	50,00	5,37	1,64 m
TK-9A	60,83	191,09	37,00	5,16	1,57 m

CÁLCULO ESPACIAMIENTO ENTRE BOQUILLAS					
TANQUE	DIÁMETRO (pie)	LONGITUD TANQUE (pie)	BOQUILLAS INGENIERÍA (UND)	ESPACIMIENTO DE BOQUILLAS L (pie)	ESPACIMIENTO DE BOQUILLAS (m)
TK-10A	45,47	142,86	25,00	5,71	1,74 m
TK-11A	45,47	142,86	25,00	5,71	1,74 m
TK-12A	70,44	221,29	43,00	5,15	1,57 m
TK-44	140,16	440,32	82,00	5,37	1,64 m
TK-48	20,24	63,59	14,00	4,54	1,38 m
TK-51	106,96	336,01	68,00	4,94	1,51 m
TK-56	31,33	98,43	20,00	4,92	1,50 m
TK-58	58,27	183,05	37,00	4,95	1,51 m
TK-59	14,27	44,84	11,00	4,08	1,24 m
TK-1	109,74	344,77	70,00	4,93	1,50 m
TK-6	105,74	332,20	58,00	5,73	1,75 m
TK-11	40,39	126,88	26,00	4,88	1,49 m
TK-12	120,80	379,51	71,00	5,35	1,63 m
TK-27	30,02	94,31	21,00	4,49	1,37 m
TK-9	30,18	94,82	19,00	4,99	1,52 m
TK-28	120,96	380,02	71,00	5,35	1,63 m
TK-38	120,96	380,02	75,00	5,07	1,54 m
TK-42	100,95	317,15	58,00	5,47	1,67 m
TK-43	89,96	282,62	48,00	5,89	1,79 m
TK-53	31,50	98,95	21,00	4,71	1,44 m

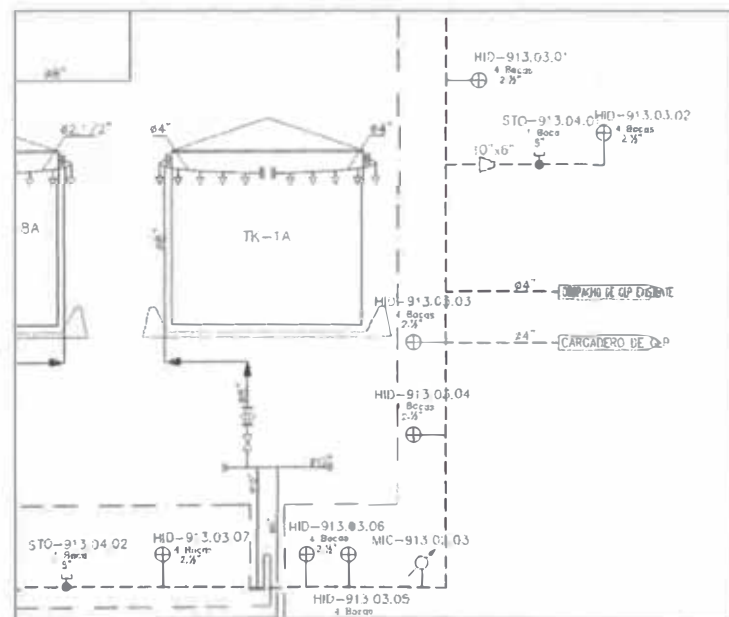
Fuente: Elaboración Propia

## CAPITULO 6

### INSTALACION DEL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

La instalación del sistema de enfriamiento empieza con la interconexión de la red nueva de tuberías hacia la red existente (previamente analizada). Para ello se muestra una porción del plano, donde se aprecia el punto de interconexión del sistema actual al anillo. Ver Figura 6.1. Interconexión de Nueva red al Tanque 1A

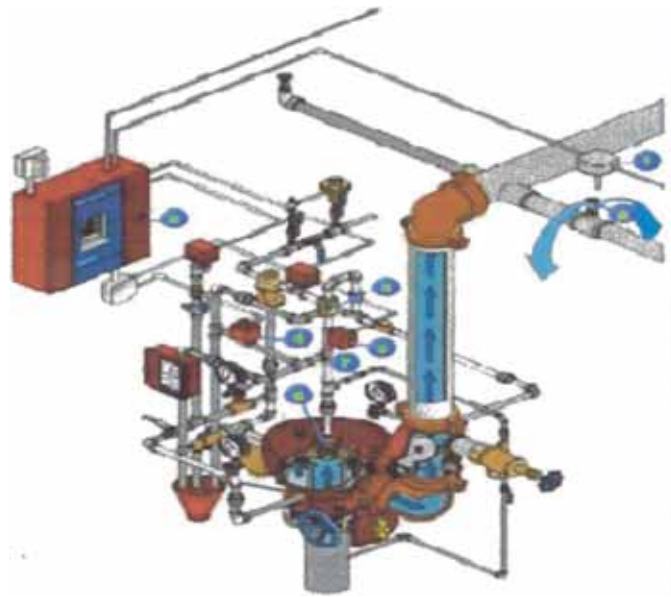
Figura 6.1. Interconexión de Nueva red al Tanque 1A



Fuente: Diagrama de tuberías Vopak.

Del mismo modo en la interconexión, para cada tanque se instala una válvula de diluvio; esta válvula tiene un arreglo y una distribución que corresponde a lo que se muestra en la Figura 6.2. Arreglo de válvula de diluvio.

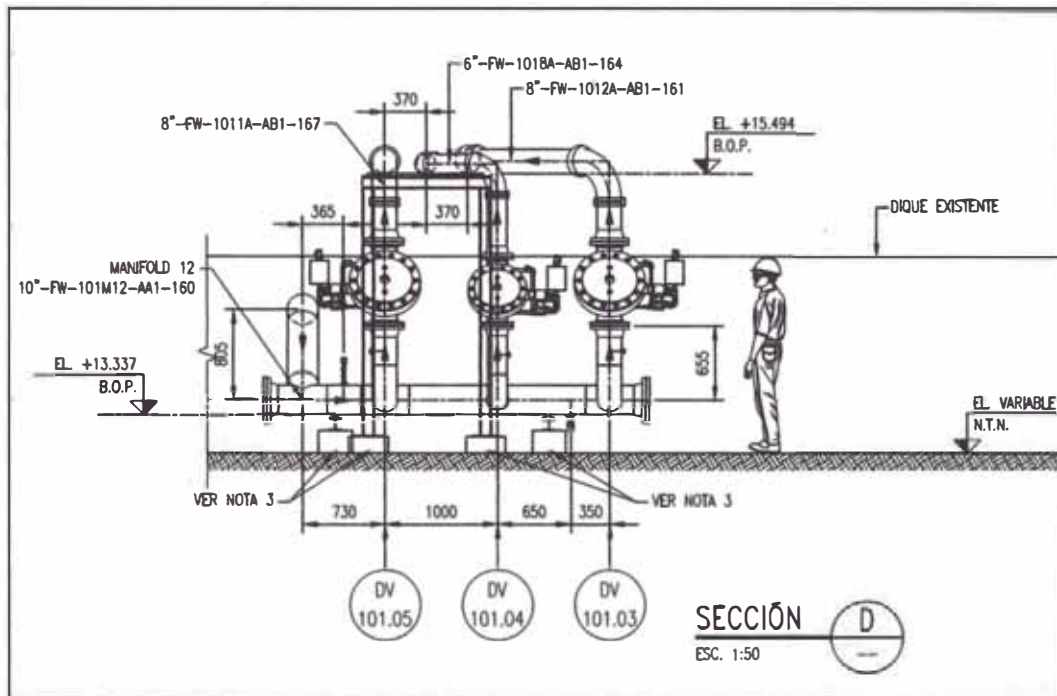
Figura 6.2. Arreglo de válvula de diluvio



**Fuente: Manual Viking.**

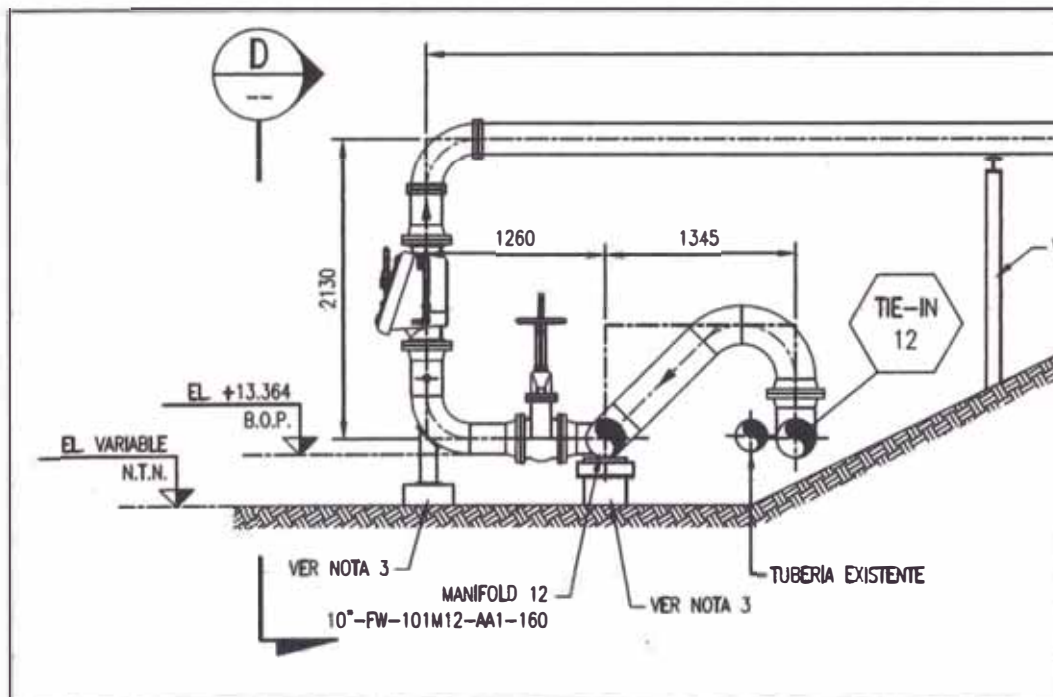
El anillo, mencionado líneas arriba va por un montante hacia el tanque. Se muestra una fotografía (real) del tanque 1A donde se aprecia el anillo instalado en el tanque. Para mayor detalle de la instalación del manifold e interconexión se muestra la vista de corte.

Figura 6.3. Vista de corte Detalle del manifold de válvula



Fuente: Diagrama de tuberías Vopak.

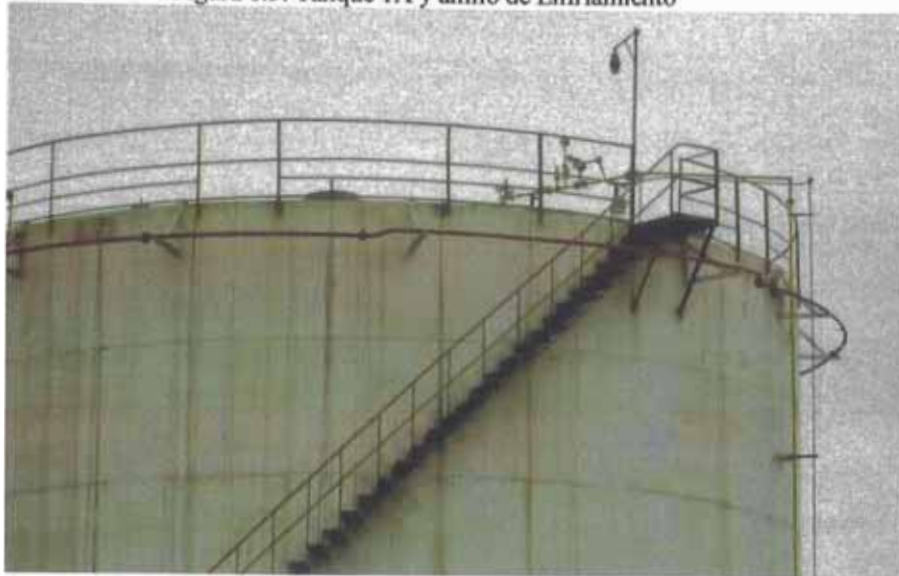
Figura 6.4. Vista de corte Detalle del manifold de válvula



Fuente: Diagrama de tuberías Vopak.



Figura 6.5. Tanque 1A y anillo de Enfriamiento



Fuente: Vopak

Por otro lado, para la instalación del sistema de enfriamiento se requiere cumplir una serie de aspectos de ejecución de obras electromecánicas; para dicha ejecución se listan varios procedimientos que deben estar aprobados antes de realizar la instalación; entre los procedimientos necesarios tenemos:

- Procedimiento de fabricación de tuberías soldables
- Procedimiento de líquidos penetrantes
- Procedimiento de fabricación de estructuras metálicas
- Especificaciones de arenado y chorreado
- Procedimiento de prueba hidrostática.
- Procedimiento de aplicación de pintura

## 6.1. Procedimiento De Fabricación De Tuberías Soldables

Esta especificación establece los requisitos de ejecución de uniones soldadas a tope para tubería de acero al carbono en el presente Proyecto Instalación del Sistema Contra Incendio en el Terminal Callao – Vopak. Esta especificación se aplica a tuberías de acero al carbono para agua, vapor, gas, petróleo y derivados con espesores de pared hasta 10mm (3/8”).

### 6.1.1. Requisitos

Se requiere que los materiales cumplan con los siguientes requisitos:

- Tubería: Acero ASTM A-53 Gr. B
- Electrodo de raíz: Clase AWS E-6010
- Relleno y acabado: Clase AWS E-7018

El almacenamiento de electrodos se debe realizar en lugares secos.

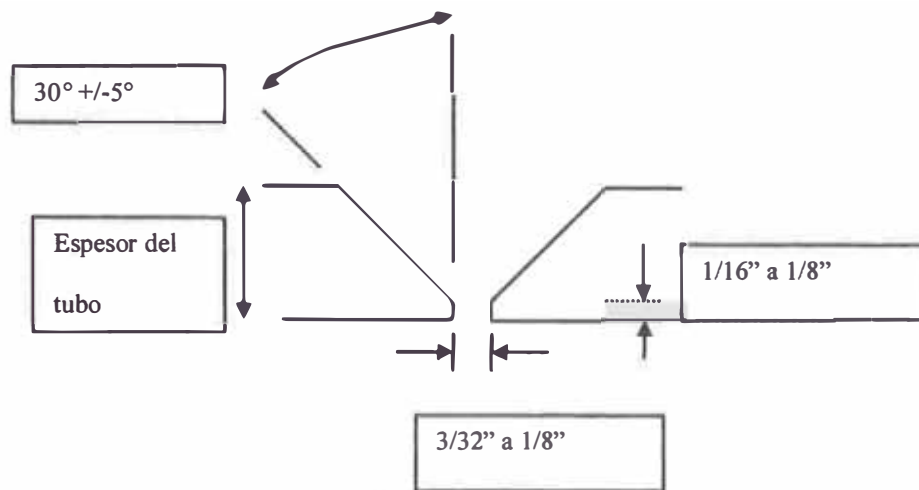
Los trabajos de soldadura de tuberías deben ser ejecutados por soldadores calificados.

Los equipos para ejecución se realizan con equipos para soldar por arco eléctrico de corriente continua.

Además se requiere como preparación: que los extremos de las tuberías a soldar biselados, según figura N° 1 por proceso mecánico (torno o similar) o con

equipo de oxicorte. En caso de utilizarse equipo de oxicorte, se acabará la preparación con lijadora, esmeril o escobilla metálica, para remover imperfecciones y obtener una superficie suave.

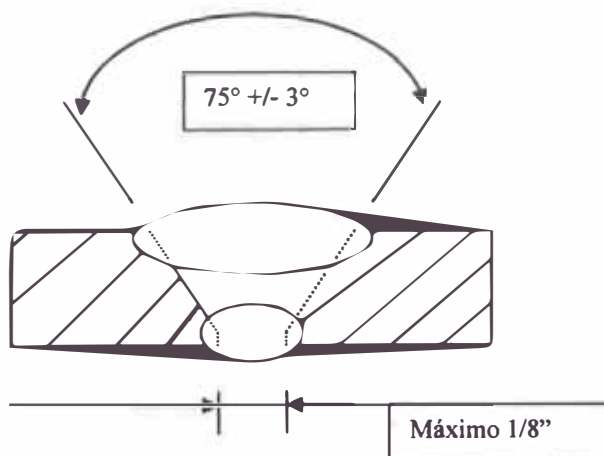
Figura 6.6. Preparación de la tubería



**Fuente: Elaboración propia**

Inmediatamente antes de soldar, los bordes biselados deberán ser limpiados de óxido, grasa, pintura o cualquier otro material extraño hasta obtener metal blanco brillante.

Figura 6.7. Angulo y tolerancias



**Fuente: Elaboración propia**

### 6.1.2. Ejecución

Los diámetros de electrodos y corrientes a utilizar, corresponden a los indicados en la Tabla N° 1. Se utiliza corriente continua con polaridad invertida (electrodo positivo). Se deben usar guías y sujetadores externos a fin de prevenir una posible falta de alineamientos y/o deformaciones producidas por la soldadura. Al término del trabajo de soldadura, las guías y/o sujetadores deberán ser completamente removidos.

El número de pases depende del espesor de pared de la tubería (ver figura 2). Luego del pase de raíz se procederá a la limpieza con esmeril de cordón aplicado y se realizara la prueba de tinte penetrante. Se utilizarán los valores indicados en la Tabla 6.1. Ajuste de amperaje de máquina de soldar; para el ajuste del amperaje en la máquina de soldar. Durante la soldadura, la escoria que se haya quedado, sobre el cordón, deberá ser removida con esmeril o escobilla metálica, antes de aplicar el siguiente pase. Durante la preparación y ejecución de las juntas soldadas, deberá evitarse el olvido de objetos extraños dentro de la tubería.

Tabla 6.1. Ajuste de amperaje de máquina de soldar

Espesor de Pared (mm)	Número de Pases	Diámetro de Electrodo mm (in)	Corriente Recomendada. (Amperios)	
			E-6010	E-7018
Hasta 5,6	2	3,2 (1/8)	80 a 130	90 a 150
5,61 a 10	3			

**Fuente: Elaboración propia**

## 6.2. Procedimiento De Líquidos Penetrantes

Este procedimiento establece los puntos más importantes que se deben seguir para la ejecución del test por líquidos penetrantes que requieren en todas las juntas soldadas de estructuras para equipos mecánicos; se ejecuta de acuerdo con los procedimientos de los Códigos ASME – Sección V.98 y AWS D1.1 – 98.

El campo de aplicación de este procedimiento de inspección por Líquidos Penetrantes se llevó a cabo en todos los trabajos involucrados en taller.

### 6.2.1. Material examinado

Acero al carbón y de baja aleación, laminados, forjados y/o fundidos.

Juntas soldadas realizadas con material de aporte de acero al carbono y de baja aleación. En tanto que el material empleado en el examen corresponde a un kit, que se conforma por, mayores detalles se presentan en la Tabla 6.2. Datos del limpiador removedor para tintes penetrantes. No está permitido el uso de productos de un conjunto con productos de otro conjunto.

- Limpiador – Removedor
- Penetrante y Revelador

Tabla 6.2. Datos del limpiador removedor para tintes penetrantes

FABRICANTE	PENETRANTE	REMOVEDOR	REVELADOR	TIPO	APLICACIÓN
CANTESCO SPOTCHECK PENETRANT	P101S -A	C101 - A	D101- A	2	Aerosol
ZIGLO PENETRANT	ZL 60D	SKC – S	SP 9F	A1	Aerosol
SHERWIN INCORPORATED	DP – 40	DR – 60	D – 100	B3	Aerosol
DYE CHECK	REMOVER (1- 3)	PENETRANT (2)	DEVELOPER (4)	B3	Aerosol

Fuente: Elaboración propia

### 6.2.2. Preparación Superficial

Todas las superficies se examinan, incluido 25 mm a cada lado de las mismas, y se debe asegurar que estén libres y secas de cualquier material o sustancia contaminante que pueda interferir en el examen (oxidación, grasa, pintado, aceite, salpicadura de soldadura, escoria de soldadura, flux de soldadura por arco sumergido, revelados de pruebas anteriores, etc.).

Para la limpieza de superficies se utilizaron los removedores indicados en el la tabla xx, exceptuado el agua y trapo industrial seco y limpio.

### 6.2.3. Método de aplicación del líquido penetrante y tiempo de penetración

El penetrante se aplica por medio de spray, de modo que toda el área que se proyecta examinar es completamente cubierta por el líquido penetrante con una capa homogénea y sin formación de lagunas. Se espera un tiempo mínimo de penetración

de 10 minutos para dejar que el químico penetre en las todas las juntas inspeccionadas.

Se controla la temperatura de la superficie de las juntas examinadas; con una temperatura controlada de entre 16 a 52 °C.

Para la remoción de exceso de líquido penetrante se utiliza: Penetrante removible con solvente (B3/A3); así como trapos limpios secos humedecidos con el líquido removedor del kit de tintes penetrantes.

El revelador se aplica inmediatamente después de la remoción del exceso de penetrante, secado de la superficie con un intervalo máximo de 20 minutos. El método de aplicación fue por aerosol, tomando en este último caso las precauciones de que las instalaciones de aire deben contar con filtros para evitar la contaminación del penetrante con agua, aceite u otros materiales externos. Este es el tiempo máximo de aplicación del removedor.

La aplicación del revelador se efectúa de modo que se obtiene una capa fina y uniforme sobre la superficie a examinar.

#### 6.2.4. Descripción de la ejecución del examen

De acuerdo a lo establecido líneas arriba, el tinte penetrante se aplica sobre la superficie a examinar para que penetre todas las posibles discontinuidades. Todo

exceso de líquido penetrante se remueve. El revelador cumple la función de absorber el penetrante aprisionado en el interior de las discontinuidades y proporciona un fondo de contraste para mejorar la visibilidad de las indicaciones.

El examen se realiza con iluminación adecuada para asegurar que en el área de inspección de la superficie a examinar no exista ninguna pérdida de sensibilidad, debiendo ser mínima luminosidad de 350 lux.

La interpretación final se realiza después de un periodo de 7 a 30 minutos, a partir de la aplicación del revelador, permitiendo que el penetrante sea absorbido por el revelador.

#### 6.2.5. Registro de los resultados

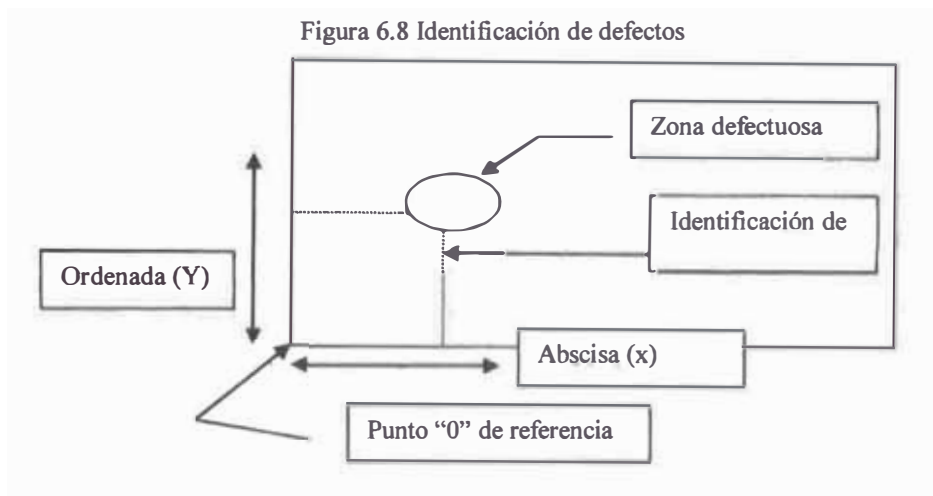
El método utilizado para la identificación del punto de referencia para la ubicación de las regiones examinadas en zonas de discontinuidad en materiales o juntas soldadas, siguieron las mismas orientaciones contenidas en los diseños para la fabricación de las piezas objetos de examen.

Los puntos de referencia y/o identificación de las juntas soldadas siguieron los criterios siguientes:

Planchas: Se identificará la referencia cero "0" en el borde más próximo a los de identificación de las planchas y la región defectuosa se demarcara con lápiz de



cera o marcador de metales sobre la pieza. En el informe de deberá hacer constar los valores de la distancia del borde cero “0” en mm al centro de la región defectuosa, ver Figura 6.8 Identificación de defectos.



Debe existir una correlación entre las regiones examinadas y los informes de inspección realizados conforme al “Mapa de Resultados” donde se hacen constar los siguientes datos:

- Referencia (Equipo o elemento a examen).
- Croquis de la pieza a examinar.
- Identificación de los puntos a examinar.
- Puntos de referencia.

Para el reporte de los resultados se toma en cuenta que los casos de trabajo en los cuales las labores de inspección por Líquidos Penetrantes se efectuó durante la ejecución de los trabajos de soldadura (pase de raíz), será necesaria señalar en el sitio la ubicación del defecto. Así mismo, se verificará por el mismo método la eliminación del defecto antes que el soldador continúe los trabajos de soldadura (pase de relleno), No se preparará informe de inspección.

Para casos en los cuales las labores de inspección por Líquidos Penetrantes se efectuó durante el mantenimiento preventivo, predictivo o correctivo de equipos o tuberías existentes, será necesario señalar en el sitio la ubicación del defecto. Así mismo, se coordinará la reparación de los defectos encontrados. A criterio del inspector se emitirá la recomendación correspondiente indicando la ubicación de los defectos.

Para los casos en los cuales las labores de inspección por Líquidos Penetrantes se efectuó en materiales nuevos, se preparará informe de inspección en la que se indique lo siguiente:

- Identificación del equipo, área o dato que sea necesario con la finalidad de identificar el material en análisis.
- Tipo de preparación superficial efectuado.
- Identificación del material de ensayo que se utilizó durante la inspección y el tiempo de duración del ensayo.
- Temperatura del material de ensayo.

- Diagrama del material inspeccionado.
- Ubicación de los defectos.

### 6.3. Procedimiento De Fabricación Estructuras Metálicas

Esta especificación se refiere a la construcción de estructuras o piezas metálicas que no sean instalaciones de tuberías o estructuras especiales.

Los planos dan información completa sobre la ubicación final de la estructura o piezas, las dimensiones, secciones, niveles y posición de los diferentes elementos de la estructura, así mismo aparecerán debidamente acotadas las distancias entre ejes y los diferentes niveles.

Los planos indican información sobre bases de diseño, cargas aplicadas y esfuerzos permisibles. En general se utilizan notaciones, abreviaturas, símbolos aceptados y conocidos; que permiten distinguir entre ejecución en taller o en obra en cuanto sea necesario. Siempre que se utilicen notaciones, abreviaturas y símbolos particulares, estos quedaran inequívocamente explicados en los planos correspondientes.

#### 6.3.1. Materiales

Salvo mención expresa en contrario, que es indicada en los planos correspondientes, los materiales corresponderán a las Normas de la ASTM.

- Aceros en planchas, perfiles o barras redondas o cuadradas, A36.
- Aceros de tubos A-53, grado B.
- Aceros fundidos A-27, grado 65-35.
- Aceros Forjados A-235, clase C1, F o G.
- Acero para pernos: Negros A-307 y de alta resistencia A-325.
- Electrodo para soldadura, A-233 de la serie E60XX, la que sea más adecuada para la aplicación proyectada.

#### 6.3.2. Fabricación

Para materiales de acero estructural, se cuida que todas las piezas metálicas estén debidamente identificadas antes de su empleo para facilitar su ensamblaje en obra. El corte a soplete se realiza de ser posible con máquina y los bordes cortados a soplete que están sujetos a esfuerzos importantes, o sobre los cuales se depositó soldadura y que quedan con estrías se eliminan por esmerilado. Todas las esquinas entrantes se redondean para que queden libres de muescas, hasta conseguir un radio no menor de  $\frac{1}{2}$ ". Se realiza soldadura a tope y de penetración completa en todos los elementos rolados.

Para los pernos, las piezas a empernarse se colocaron estrechamente en contacto durante la colocación y fijación de los pernos. Se deben rechazar todas las piezas que presentan una mala coincidencia entre alojamientos. Todos los pernos de alta resistencia se ajustan hasta conseguir una tracción en el perno, no menor que la

carga de prueba que se indica en la especificación ASTM, que aplica a este tipo de perno; se debe realizar el ajuste mediante llaves calibradas o por el método de vuelta de tuerca. Los pernos ajustados por medio de llaves calibradas se instalan colocando una arandela endurecida debajo del elemento girando al ajustar, sea está a tuerca o la cabeza del perno.

Para el caso de las soldaduras; las soldaduras se realizan solamente operarios calificados, que aprueban la calificación de soldadores para estructuras (prueba T). Se cuida que las superficies soldadas queden libres de escamas de óxido sueltas, escoria, óxido, grasa, pintura y cualquier otra materia extraña. La soldadura se ejecuta conforme a las instrucciones del fabricante, relativas a voltaje y amperaje (y polaridad en el caso de ser corriente directa) recomendados y la selección del electrodo más adecuado para tal uso y la posición de soldado. Las soldaduras de filete fueron prolongadas en las esquinas, por lo menos dos veces el tamaño nominal del filete.

En el caso del montaje se usan arriostres o estructuras auxiliares temporales para aliviar de cargas a la estructura durante su montaje o como plataforma de trabajo. Cualquier conexión temporal de los arriostros o estructuras auxiliares con la estructura en construcción que no se prevé en el diseño, evita causar daños que puedan afectar su comportamiento. Una vez comprobada la correcta alineación de la estructura se ejecutaron las juntas de soldadura y la colocación de los pernos (en presentación).

En el caso de la limpieza se debe tener en cuenta que toda superficie a pintarse está libre de escamas sueltas, óxido, escoria de soldadura, suciedad u otro material extraño. Para ello se realizó una cuidadosa limpieza con cepillo de alambre, también se removieron las manchas de aceite y grasa por medio de disolventes.

#### 6.4. Especificaciones De Arenado Y Chorreado

Esta especificación establece las directrices necesarias para la preparación de superficies de acero, mediante la técnica del arenado de las superficies de acero, previas a la aplicación de pintura, por el procedimiento de “Arenado a metal Blanco”; y aplica para toda clase de estructuras de acero, tuberías y accesorios en general, involucrados en el sistema de calidad.

##### 6.4.1. Definiciones

Es necesario exponer las siguientes definiciones:

- Arena: Material abrasivo, formado por partículas minerales de procedencia aluvial.
- Granalla de cobre: Material abrasivo, formado por óxido y partículas minerales provenientes de las refineras de cobre.
- Arenado / Chorreado: Procedimientos de limpieza de superficies de acero mediante la proyección de un chorro de arena impulsado por aire comprimido.

#### 6.4.2. Requisitos

Los materiales deben cumplir los siguientes requisitos:

La arena deberá ser de cantera o de río, lavada y seca, la cantidad de cloruros presentes no debe ser mayor de 100 ppm. No se deberá usar arena de playa. Cuya composición: Deberá ser 95% cuarzo; el 5% restante podrá ser mica, feldespato y rocas diversas. No deberán usarse arenas contaminadas con sustancias orgánicas (calcita, etc.) u oxidantes (salitre, pirita, etc.). La granulometría debe pasar la malla 15 y ser retenida por la malla 30, con un aspecto limpio y con color uniforme.

El aire comprimido debe tener una presión de aproximadamente 7 Kg/cm<sup>2</sup> a la salida del compresor. El caudal debe ser aproximadamente igual a 0.094 m<sup>3</sup>/s (200 ft<sup>3</sup>/minuto) por cada tobera de arenado. El aire debe tener como composición: Libre de agua y aceite.

El solvente que se usa es solvente N°2 o aguarrás mineral. El reactivo de inspección que se usa es “Varsol”.

La manguera de aire y chorreado requiere primero determinar de acuerdo a la longitud de la manguera, la caída de presión y presión del compresor al diámetro de la manguera, Comercialmente la más usada son de 1” de diámetro. La boquilla de chorreado debe ser de un material con alta resistencia a la erosión como cerámica, carburo de wolframio u otro de similares características.

### 6.4.3. Condiciones Ambientales, equipos y preparación

Para la realización de los trabajos descritos en el presente Procedimiento, se controla que la humedad relativa no sea mayor del 85%. Cuando la humedad ambiental supera el 85% el arenado se realizó en un ambiente acondicionado, con humedad controlada, en taller.

Equipos para arenar comprenden el compresor de aire, el depósito de arena, dispositivo de fluidificación, mangueras, conexiones, separadores de aceite y agua; y tobera de aplicación.

Equipos de seguridad del operador son una máscara con filtro para respirar y anteojos de seguridad y ropa especial, incluyendo capucha, mandil y guantes, de protección.

La preparación antes del arenado indica que se cuida de eliminar todos los depósitos visibles de aceite o grasa siguiendo el método siguiente: se frota la superficie con brochas y trapos humedecidos con solvente, hasta lograr eliminar la grasa o aceite. Luego se efectúa la limpieza final con escobillas o trapos limpios humedecidos con solvente.

Para la ejecución: se aplica el chorro de arena a la superficie de acero, a fin de eliminar todos los óxidos (“mill scale”), pintura y sustancias extrañas.



Para los acabados, después del arenado y/o chorreado, antes de aplicar la pintura se eliminó cualquier óxido, aceite, grasa u otros contaminantes que pudieran quedar; así mismo, se elimina de la superficie todo el polvo y residuos de arena.

Para la Inspección todos los equipos y materiales utilizados, así como el resultado del trabajo ejecutado bajo esta especificación, estuvieron sujetos a inspección por un representante autorizado de Pintura o inspector. La inspección efectuada fue por inspección visual y la medición de perfil de arenado se efectúa mediante un comparador de rugosidad de superficie.

#### 6.4.4. Tipos de chorreado

La Limpieza por Chorro a Grado de Cepillado SSPC-SP-7, remueve la herrumbre suelta, el recubrimiento desprendido y las escamas sueltas mediante chorro de abrasivo. Deja en su lugar escamas, recubrimientos y la herrumbre que estuvieran bien adheridos. Esta limpieza se utiliza solo si las pinturas a usarse tienen buenas características de humectación.

Limpieza por Chorro Grado Comercial SSPC-SP-6, que remueve toda la suciedad, herrumbre, escamas, recubrimientos y otras materias extrañas, mediante chorro abrasivo. Al menos dos tercios de la superficie deben quedar libres de todo residuo. Esta limpieza permite la presencia de coloraciones, sombras y ligeros residuos de herrumbre o pintura antigua.

La limpieza por Chorro Grado Casi Blanco SSPS-SP-10, remueve toda la herrumbre, escamas y recubrimientos y otras materias extrañas mediante chorro abrasivo. Al menos el 95% de la superficie debe quedar libre de residuos visibles.

Limpieza por Chorro Grado Metal Blanco SSPC-SP-5, remueve toda herrumbre, escamas y recubrimientos visibles por medio de chorro abrasivo, dejando la superficie de un color blanco grisáceo uniforme. En caso de duda sobre la calidad del arenado se efectuará la prueba del solvente (Varsol u otro hidrocarburo), pasando un trapo humedecido con este producto y luego se observa con una lupa o magnificador el área arenada. De existir puntos de corrosión el arenado no es correcto y deberá rehacerse el trabajo.

#### 6.4.5. Registros .

El inspector que ejecutó la labor, elaboró los reportes de inspección visual, mediciones de rugosidad, eliminación de polvo y otros. El supervisor responsable de la inspección, coordinó la correcta ejecución de las pruebas.

#### 6.5. Procedimiento De Prueba Hidrostática

Esta especificación establece los requisitos para la prueba hidrostática de tuberías de acero nuevas y se aplica a tuberías para agua, vapor, petróleo y derivados dentro de la planta de ventas, refinerías o plantas industriales. No aplicables a líneas de gran longitud tales como oleoductos, gasoductos, etc.

### 6.5.1. Requisitos

Requiere una preparación previa de modo tal que todas las uniones soldadas, roscadas o bridadas deberán estar descubiertas y expuestas para la inspección, incluyendo aquellas quedar luego enterradas o forradas con aislamiento.

Todo equipo o sección de tubería que no deba ser sometido a la prueba, deberá ser desconectado y reemplazado por una pieza de tubo o aislado de la zona presurizada mediante válvula o brida ciega.

Todo equipo que interfiera con el llenado, eliminación de aire o drenaje, tales como bridas de orificio o toberas de medición de flujo, igualmente, deberá ser retirado o aislado.

Los siguientes equipos no deberán ser sometidos a la prueba de hermeticidad de la tubería:

- Bombas, turbinas y compresoras.
- Válvulas de seguridad, discos de ruptura, matachispas, filtros, válvulas de control de flujo o presión, medidores de flujo, etc.
- Cualquier equipo cuya presión de prueba se ignore.
- Cualquier sección de tubería o equipo que no forme parte de la instalación objeto de la prueba pero que deba quedar conectado a ella (a menos que se cuente con la autorización del propietario).

Las tuberías de instrumentos, si las hay, serán probadas separadamente para evitar que se introduzca materias extrañas en ellas.

Las juntas de expansión deberán estar provistas de restricciones temporales si estas son requeridas para la prueba, o deberán ser retiradas y aisladas de la tubería.

Los manómetros que formen parte de la instalación sujeta a prueba, deberán ser retirados o aislados si la presión de prueba excede el rango de su escala.

Todas las tuberías deberán estar debidamente soportadas antes la prueba hidrostática, a fin de que puedan resistir el peso del líquido de prueba.

Las zonas de juntas soldadas no deberán ser recubiertas o pintadas hasta después de ejecutada satisfactoriamente la prueba de hermeticidad.

#### 6.5.2. Fluido de prueba, equipos de prueba y materiales

Las pruebas hidrostáticas deberán realizarse con agua dulce. Previa aprobación de la persona o empresa que realiza el diseño, se puede usar otro líquido a criterio del equipo que ejecuta la prueba hidrostática.

El equipo de prueba comprenderá una bomba manual o motorizada, con válvula de retención, válvula de compuerta, manómetro, sistema de conexión y

tanque de agua. Se instalará manómetros, previamente calibrados, a lo largo de la tubería y tan cerca como sea posible del punto más bajo de ella.

Se considera materiales necesarios a todas las tuberías deberán ser probadas. La presión de prueba será la que se indique en los planos o en el expediente técnico. Se aplicará la presión de prueba, manteniéndola durante un tiempo que se indica en el Documento Técnico N° DT-001-04-TIS para inspeccionar completamente la tubería en proceso de prueba.

No se permitirá fugas en ninguna parte de la tubería.

Se verificara la hermeticidad de la fabricación por observación directa de las juntas soldadas, uniones, intersecciones, bridas, tapones, etc. mientras en sistema se encuentre bajo presión. Cualquier fuga que sea detectada, deberá ser reparada y luego se reanudará la prueba.

Se verificara durante la prueba, que las presiones no aumenten o disminuyan en forma brusca, si no se experimenta variaciones de la temperatura ambiental. Después de la prueba, todas las tuberías deberán ser venteadas, abriendo todos los tubos de ventilación, a fin de evitar la producción de un vacío excesivo, que pueda ser perjudicial.

Finalmente se retirará todas las conexiones temporales, dejándose la tubería en condiciones operativas.

### 6.5.3. Registro de Pruebas:

Se llevará registros precisos de las pruebas efectuadas, incluyendo la siguiente información:

- Identificación de la Tubería.
- Tipo de prueba.
- Presión de prueba.
- Fecha y hora.
- Descripción de fugas observadas y cómo fueron reparadas.
- Firma del inspector de Ejecutante.

### 6.6. Procedimiento De Aplicación De Pintura

El Objetivo de este procedimiento es describir las acciones durante la aplicación de pintura en taller, campo y mantenimiento, de Equipos en General, Líneas, y Estructuras Metálicas. Este procedimiento se aplica a todas las actividades de inspección durante la aplicación y el mantenimiento de pintura de Líneas Estructuras Metálicas.

#### 6.6.1. Requisitos necesarios

- Herramientas y equipos  
Herramientas de dotación personal.

- Equipos y Herramientas auxiliares necesarias.
- Facilidades.
- Seguridad
  - Riesgos propios de la actividad.

El ejecutor se ciñe al Manual Básico de Seguridad y cumple que todo personal debe estar provisto de todos los elementos de seguridad (casco, guantes, máscaras, etc.) para realizar el trabajo. Es necesaria la firma del Permiso de trabajo antes del inicio de las labores.

- Condiciones Ambientales

Se cuida que las condiciones ambientales sean las adecuadas para realizar la inspección evitando efectuarlas antes ciertas condiciones, tales como:

- Falta de iluminación en el área.
- Falta de facilidades de acceso, en parte alta, parte baja, interior, etc.
- Alta concentración de gases.

#### 6.6.2. Procedimiento de aplicación

Luego de la preparación de la superficie mediante el proceso de arenado y antes de aplicar la primera mano de pintura se limpia la superficie con un trapo limpio y seco. Se evita que transcurran más de cuatro horas después del arenado de la superficie antes de aplicar la primera mano de pintura.

El Inspector de calidad de pintura verifica el estado de la pintura que aplica el ejecutor rechazando aquellas que se encuentren desbalanceadas o en mal estado de conservación. La pintura (sea de uno o más componentes) se homogeniza

vigorosamente antes de su aplicación evitando el polvo y la humedad en todo momento, siguiendo las recomendaciones del fabricante.

Se aplica pintura mediante equipo Airless Spray, pulverizado en Spray, y brocha, en ese orden, y en el caso de las áreas pequeñas se aplica la pintura con brocha. Se verifica que El espesor de cada capa de pintura fuese uniforme. El espesor de las películas se miden en los estados húmedo y seco, y se verifican por el Inspector de pintura mediante el uso del medidor de película húmeda (Galleta) y de un medidor de espesores de marca ELCOMETER.

Se verifica que el promedio del espesor de película por spot sea la mínima o mayor a ésta indicada en las especificaciones técnicas de pintura.

El Inspector de calidad de pintura efectúa inspecciones antes, durante y después de la aplicación de cada capa de pintura rechazando aquellas cuya superficie presenta fallas de aplicación como: mala adhesión, peladura, escamas, cáscara de naranja, bruma o niebla, huecos de aguja (pin holes), moteado, desteñido, palomas, chorreado, franjas claro y oscuros, etc.

Durante el pintado el ejecutor respeta el tiempo de secado recomendado por el fabricante, antes de cada capa y antes de ser expuesto al ambiente de trabajo (repintado y curado respectivamente).



Finalmente, se procede al lavado con agua y secado con trapo limpio, eliminando todo componente contaminante.

### 6.6.3. Pintura de mantenimiento

Las actividades de preparación de superficie consisten en el lavado general de los Equipos: Tanque de Almacenamiento y tuberías; se aplica la Norma SSPC-SP2 y SSPC-SP12; se eliminan los productos orgánicos, aceite, suciedad, hidrocarburo que se impregnan en la superficie. Se emplea para esta tarea agua dulce y solvente/desengrasador biodegradable cuya aplicación se hace de preferencia a alta presión, con el empleo de una maquina Hidrolavadora Industrial.

También se emplea las tareas de preparación de superficie en forma manual mediante el empleo de escobillas de cerdas de nylon, en zonas de restricciones propias por la seguridad de las operaciones y posiciones de difícil acceso.

Se efectúa Limpieza Manual, en zonas de presencia de óxido en el sustrato, empleando espátulas, lijas de grado 40, 60 y 100, según la Norma SSPC-SP2, hasta alcanzar el metal base con el brillo característico.

Antes del pintado se efectúa la prueba de adherencia de la pintura antigua, conforme lo indica la Norma. Según Norma ASTM 3359 Método del Aspa que indica que el grado de adherencia mínimo debe encontrarse por lo menos en grado 5A.

Se evita que transcurran más de cuatro horas después de preparada la superficie sin que se aplique la primera mano de pintura.

#### 6.6.4. Registros

El inspector que ejecuta la labor elabora los reportes de inspección ocular visual, mediciones de rugosidad, eliminación de polvo y otros. El supervisor responsable de la inspección, coordina la correcta ejecución de las pruebas.

#### 6.6.5. Responsabilidades

El Jefe de Proyecto es responsable del cumplimiento pleno de las actividades descritas. El Ingeniero Jefe de Inspección es responsable de la emisión de los reportes y procedimientos.

## **CAPITULO 7**

### **COSTOS DE INVERSION DEL PROYECTO**

El dinero necesario para realizar de esta inversión requiere de un presupuesto denominado Capex (de las siglas en Inglés Capital Expenditure). Nos es parte del alcance de este trabajo desarrollar un marco de análisis de precios por partidas de obra; ni tampoco los métodos de estimación de costos para ejecución de obras electromecánicas, la finalidad de este capítulo es la de presentar ordenadamente los costos que se requieren para realizar el proyecto. A continuación se muestra el resumen del Capex para este proyecto en la Tabla 7.1. Resumen del capex del proyecto. En la segunda columna se indica el tanque, en la tercera columna se especifica el costo del material o accesorio (tubos, codos, té, reducciones, coplas, tapones, válvulas, soportes), en la cuarta columna se indica el costo de la mano de obra (instalación de tuberías, soportes en tanques, soldadura, arenado, pintado, rolado tubos). La última columna nos muestra el costo parcial por tanque; que se obtiene de sumar las dos columnas anteriores.

Tabla 7.1. Resumen del capex del proyecto

ID	TANQUE	COSTO DE ACCESORIOS Y MATERIALES. (US \$)	COSTO DE LA MANO DE OBRA (US \$)	COSTO PARCIAL POR TANQUE (US \$)
1	1A	55,597.00	65,561.61	121,158.61
2	2A	27,712.00	33,717.92	61,429.92
3	3A	23,921.00	35,859.88	59,780.88
4	4A	20,781.00	24,832.90	45,613.90
5	5A	21,061.00	42,667.58	63,728.58
6	6A	13,828.00	29,520.25	43,348.25
7	7A	30,735.00	47,525.24	78,260.24
8	8A	14,691.00	33,137.53	47,828.53
9	9A	17,683.00	26,905.97	44,588.97
10	10A	15,664.00	34,339.36	50,003.36
11	11A	5,181.00	21,709.36	26,890.36
12	12A	23,004.00	38,086.93	61,090.93
13	1	32,134.00	30,458.61	62,592.61
14	6	34,942.00	37,159.94	72,101.94
15	9	16,344.00	25,674.78	42,018.78
16	11	16,067.00	25,952.36	42,019.36
17	12	38,284.00	39,101.71	77,385.71
18	27	13,674.00	24,078.70	37,752.70
19	28	27,257.00	23,984.30	51,241.30
20	38	63,044.00	45,301.33	108,345.33
21	42	24,799.00	47,622.14	72,421.14
22	43	31,824.00	46,979.25	78,803.25
23	44	65,212.00	59,843.53	125,055.53
24	48	7,619.00	21,750.95	29,369.95
25	51	31,511.00	36,855.55	68,366.55
26	53	14,318.00	45,640.86	59,958.86
27	56	10,945.00	37,801.06	48,746.06
28	58	16,094.00	26,722.47	42,816.47
29	59	6,755.00	20,218.13	26,973.13
30	55	21,740.00	33,596.70	55,336.70
31	66	34,941.00	46,568.77	81,509.77
32	77	47,080.00	58,903.10	105,983.10
33	88	53,518.00	62,663.23	116,181.23
			Trazo y replanteo	16,500.00
			Pruebas y puesta marcha	32,816.00
		Sub total Costo Directo		2,158,018.01
		Gastos Administrativos	13.2%	498,890.87
			<b>COSTO TOTAL</b>	<b>2,656,908.88</b>

Fuente: Elaboración propia

En la tabla anterior se muestran los gastos administrativos como la suma de tres costos los cuales se detallan en la tabla a continuación:

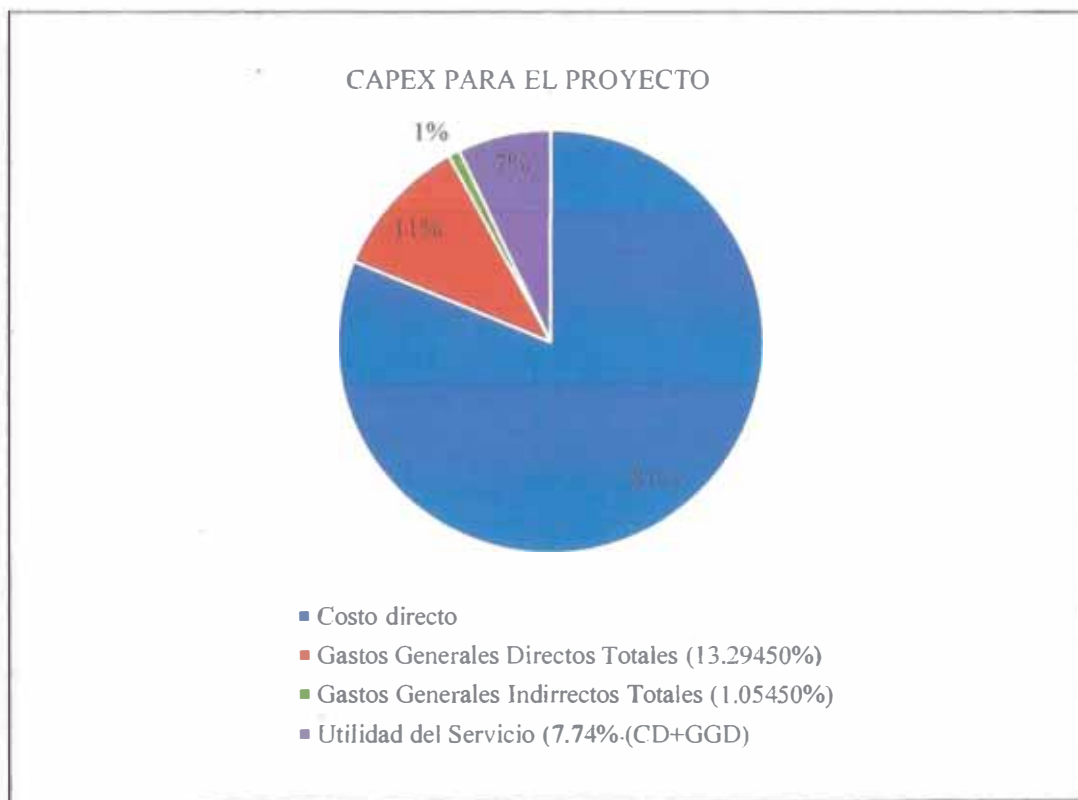
Tabla 7.2. Desglose de costos administrativos del Capex

COSTOS ADMINISTRATIVOS	MONTO (US \$)
Gastos Generales Directos Totales (13.29450%)	286,898.46
Gastos Generales Indirectos Totales (1.05450%)	22,755.87
Utilidad del Servicio (7.74% (CD+GGD))	189,236.54

Fuente: Elaboración propia

El costo total del proyecto asciende a 2.6 millones de dólares cuyo costo no incluye el impuesto de ley o IGV. El tanque 1A, 44; las esferas 66, 77 y la 88 son los que requieren mayor inversión tanto en materiales como en mano de obra. La utilidad del proyecto es del 7.74% y asciende aproximadamente a 189 mil dólares. Esta distribución se representa mejor en el gráfico a continuación.

Figura 7.1 Representación porcentual del Capex



Fuente: Elaboración propia

## **CAPITULO 8**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

A continuación se presentan las conclusiones del informe, se listan según el orden de los objetivos específicos.

1. Se realizaron los cálculos de la demanda de agua de refrigeración, por cada escenario de incendio del estudio de riesgo, en concordancia a las exigencias del D.S. 043-2007 EM y el NFPA 15. ; resultando el escenario más crítico de 3,592 GPM y 20,526 barriles de agua, tal como se muestra en la tabla 5.4. En vista de que la instalación existente cuenta con tres bombas contra incendio de 8,000 GPM de capacidad total y el tanque de agua de 53,000 barriles; Se concluye que el volumen de almacenamiento y caudales de bombeo de agua contra incendio existente, es adecuado para las nuevas necesidades de enfriamiento.

2. Se efectuaron los cálculos hidráulicos de la red existente, empleando las tres bombas de agua contra incendio disponibles; determinándose los requerimientos para el sistema de protección contra incendio, acordes con los distintos escenarios del estudio de riesgo del terminal; los resultados indicados en la tabla 5.7 muestran que las presiones de llegada a cada uno de los anillos, los caudales por boquilla y el número de estas son los adecuados; por lo tanto la red y las bombas contra incendio existentes, cubren las demandas de presiones del sistema de enfriamiento.
  
3. Habiendo realizado los cálculos hidráulicos de la red existente, se determinaron el número apropiado de boquillas aspersoras de los anillos para cada tanque, distanciamientos entre las mismas y las coberturas de todas las superficies a enfriar, según los datos del fabricante y el estricto cumplimiento de la NFPA 15 y el DS – 043-2007 EM, obteniéndose densidades de aplicación de 0,15 gpm/p<sup>2</sup> y 0,25 gpm/p<sup>2</sup> (GLP), lo que garantiza el correcto enfriamiento de las superficies expuestas a la radiación térmica producida por un incendio cercano.
  
4. Asimismo se determinaron las tuberías adecuadas a cada una de las montantes y anillos en la parte superior de los tanques de almacenamiento; seleccionándose las respectivas válvulas de diluvio para el accionamiento del sistema; con esto se asegura una rápida respuesta ante una emergencia, en concordancia a los estándares aplicables.

Las recomendaciones del informe son:

1. Se recomienda que al término de toda instalación de un nuevo sistema de enfriamiento contra incendio, deberá ser sometido a pruebas de funcionamiento y operatividad establecidas por las norma NFPA 25; estas pruebas deben repetirse anualmente y deben ser efectuadas por personal calificado.
2. Adicionalmente a los estándares NFPA aplicables para la instalación de estos sistemas, se recomienda seguir también otras normas aplicables, como el ASME B31.3, AWS y API 1104; así como buenas prácticas de ingeniería.
3. Aun cuando no formó parte de este trabajo, la elaboración del estudio de riesgo del terminal (ya que este existía); es muy recomendable que se tengan los cuidados necesarios en la elaboración de dicho estudio, ya que se determinan los posibles escenarios de incendio de la planta, se estudian los riesgos y las consecuencias. Para esto se evalúan los incendios posibles, sus radios de influencia en las radiaciones térmicas y necesidades de enfriamiento de tanques vecinos.



4. En alineamiento con lo indicado en el párrafo anterior, se recomienda evaluar adecuadamente los cálculos de radiación con las herramientas necesarias; pero sobre todo, los límites o umbrales de radiación térmica aceptables, teniendo en cuenta que existen varios criterios mundialmente empleados (Environmental Protection Agency - EPA por ejemplo) y nuestra legislación no lo ha especificado todavía.
  
5. Se recomienda que toda la filosofía de operación de estos sistemas contra incendio, se especifique adecuadamente en los planes de contingencia de toda instalación.
  
6. Todos los equipos y accesorios deberán ser listados y certificadas por UL, FM u otra entidad aprobada, según lo indica nuestra legislación nacional.

## Bibliografía

1. ALBAN ARAUZ, Christian Wladimir. *Diseño de un Sistema Contra Incendio para Tanques de Almacenamiento de Diesel para la Empresa Termopichincha Central Santa Rosa*. Tesis de Grado. Sangolqui. Escuela Politécnica del Ejército de Sangolqui. (2009) Recuperado de <http://repositorio.espe.edu.ec/handle/21000/265>.
2. MONCADA PEREZ, Jaime / ANDRES MONCADA, Jaime. *Manual de Protección Contra Incendio en Español*. Bogotá. QuadGraphics. Quinta Edición - Primera Reimpresión. (2012)